

UNIVERSIDAD DE PINAR DEL RÍO
“HERMANOS SAIZ MONTES DE OCA”
FACULTAD DE GEOLOGIA Y MECANICA



ESTUDIO Y EVALUACION
DE LAS PERSPECTIVAS GASOPETROLIFERAS DEL SECTOR
MAJAGUILLAR – MARTI.

Tesis presentada en opción al Título Académico de Master en Geología
(Mención Geología del Petróleo)

Autor: Ing. Noemí García Martínez.

Tutor: Msc. Roberto Otero Marrero

Pinar del Río.
2010

AGRADECIMIENTOS

Ante todo mi agradecimiento para los compañeros que han colaborado en la preparación de esta tesis que presento en opción al grado al Título Académico de Master en Geología.

Al Dr. José Orlando López, al MSc. Roberto Otero, MSc. Orelvis y al Dr. Osvaldo Rodríguez Moran que encauzaron, ayudaron y se preocuparon por esta maestría.

A todos los profesores del Curso de Maestría en especial a los profesores de la Universidad de Pinar del Río que con los conocimientos impartidos en las clases supieron darme las ideas necesarias para fortalecer mis conocimientos y esta tesis.

Mi agradecimiento a todos los que me ayudaron, apoyaron y confiaron en que podría terminar esta maestría pese a mis problemas personales.

En fin agradezco a mis familiares y en especial a la REVOLUCION que hizo posible que me forjara en la educación científica y social.

*Para todos los que no nombré y que también se lo merecen
“INMENSOS AGRADECIMIENTOS”.*

Dedicatoria

A mí querida madre:

Zenaida Enriqueta.

A mi hija:

Danay.

A mi esposo:

Francisco Javier.

A toda mi familia,

A todos mis amigos,

Muchas Gracias.

DECLARACION DE AUTORIDAD

Los resultados que se exponen en la presente tesis se han alcanzado como consecuencia del trabajo realizado por el autor y asesorado y/o respaldado por el CEINPET y la Universidad de Pinar del Río. Por tanto, los resultados en cuestión, son propiedad del autor y de estas instituciones y solo ellas podrán hacer uso de los mismos de forma conjunta y recibir los beneficios que se deriven de su utilización.

Firma del autor

RESUMEN.

El presente trabajo investigativo aborda un complejo análisis sobre el potencial gasopetrolífero del sector Majaguillar – Martí, perteneciente al bloque 9. El mismo responde a la necesidad económica que tiene el país de buscar nuevos objetivos que permitan la perforación de nuevas estructuras y con ello aumentar las reservas extraíbles utilizando medios propios. Este análisis se realiza siguiendo la metodología del proceso exploratorio de los sistemas petroleros para un área determinada basado fundamentalmente en los cuatro niveles básicos de la exploración petrolera:

- Análisis y Evaluación de las cuencas sedimentarias.
- Análisis y Evaluación de los Sistemas petroleros del Sector Majaguillar - Martí.
- Análisis y Evaluación de los Plays y Leads del área.
- Análisis y Evaluación de los posibles Prospectos.

Todo este análisis posibilitó demostrar el potencial gasopetrolífero del área con un análisis profundo de los sistemas petroleros existentes y su comparación con las zonas aledañas; se identificó el play Veloz como fundamental en el área, presente además en zonas aledañas como Varadero, donde los petróleos pertenecen a la familia I de crudos cubanos; se evaluaron las zonas con más perspectivas para la exploración petrolera, que son: 1- las conocidas zonas de triángulo que se encuentran en el borde de las cuencas frontales, 2- las zonas adyacentes a éstas en búsqueda de pliegues anticlinales de rampas, 3- las estructuras de retrocabalgamientos formadas dentro de la cuenca, 4- las zonas donde existen afloramientos de las rocas carbonatadas del margen continental norteamericano y 5- la zona donde se extiende el mínimo regional norte cubano; dentro del área se mapearon seis estructuras, de ellas una (“A”) considerada como prospecto y el resto como objetivos exploratorios. La estructura “A” presenta las siguientes características: tope a 1100m, cierre a 1300m, con un espesor de 200m, además es visible en las líneas sísmicas: SHE2003-02, SHE2004-404, 407 y 409; se modificó y actualizó el modelo geólogo – geofísico del área, así como el de yacimiento. También se resaltaron las zonas de alto riesgo para la exploración petrolera, aquellas donde la resolución sísmica es baja, zonas de campos magnéticos positivos y ruidosos y zonas de alta complejidad tectónica lo que aumenta el riesgo de averías durante la perforación.

ABSTRACT

The present investigative work approaches a complex analysis on the potential gasopetrolífero of the sector Majaguillar - Martí, belonging to the block 9. The same one responds to the economic necessity that has the country of looking for new objectives that allow the perforation of new structures and with it to increase the reservations extraíbles using own means. This analysis is carried out following the methodology of the exploratory process of the oil systems for a certain area based fundamentally on the four basic levels of the oil exploration:

" Analysis and Evaluation of the sedimentary basins.

" Analysis and Evaluation of the oil Systems of the Sector Majaguillar - Martí.

" Analysis and Evaluation of the Plays and Leads of the area.

" Analysis and Evaluation of the possible Handouts.

This whole analysis facilitated to demonstrate the potential gasopetrolífero of the area with a deep analysis of the existent oil systems and its comparison with the areas aledañas; the Speedy play was identified as fundamental in the area, present also in areas aledañas like Shipyard, where the petroleums belong to the family I of raw Cuban; the areas were evaluated with more perspectives for the oil exploration that you/they are: 1 - the well-known triangle areas that are in the border of the front basins, 2 - the adjacent areas to these in search of pleats anticlinales of ramps, 3 - the retrocabalgamientos structures formed inside the basin, 4 - the areas where blooming of the carbonated rocks of the North American continental margin and 5 exist - the area where he/she expands the minimum regional Cuban north; inside the area you mapearon six structures, of them a ("A") considered as handout and the rest like exploratory objectives. The structure "A" it presents the following ones characteristic: collide at 1100m, close at 1300m, with a thickness of 200m, it is also visible in the seismic lines: SHE2003-02, SHE2004-404, 407 and 409; he/she modified and it upgraded the pattern geologist - geophysical of the area, as well as that of location. The areas of high risk were also stood out for the oil exploration, those where the seismic resolution is low, areas of positive and noisy magnetic fields and areas of high tectonic complexity what the risk of mishaps increases during the perforation.

INDICE

	Pág.
Introducción.....	1.
Capítulo I. Estado del arte del tema de la investigación.....	6.
Capítulo II. Características físico – geográficas y geológicas del área.....	10.
II.1 Ubicación Geográfica del área.....	10.
II.2 Estratigrafía del área de estudio.....	10.
II.2.1 UTE Placetas.....	11.
II.2.2 UTE Camajuaní.....	21.
II.3 Tectónica y evolución geológica del área de estudio.....	23.
Capítulo III. Grado de estudio geólogo – geofísico.....	26.
III.1 Investigaciones gravimétricas y magnetométricas.....	26.
III.2 Investigaciones sísmicas.....	27.
Capítulo IV. Metodología para la orientación del proceso exploratorio.....	29.
IV.1 Aspectos fundamentales sobre la cadena de valor en el proceso exploratorio.....	29.
IV.2 Materiales y métodos empleados en el presente trabajo investigativo....	33.
Capítulo V. Desarrollo del proceso exploratorio.....	36.
V.1 Análisis de cuenca para el área de estudio.....	36.
V.1.1 Cuenca asociada al margen continental pasivo.....	36.
V.1.2 Cuenca asociada a la cuenca de antepaís.....	37.
V.2 Sistemas petroleros. Aspectos fundamentales.....	38.
V.2.1 Clasificación genética de los petróleos.....	39.

V.2.2	Elementos esenciales del sistema petrolero.....	41.
V.3	Ubicación de los sistemas petroleros en el área de estudio.....	48.
Capítulo VI.	Caracterización de los plays y prospectos y análisis del potencial petrolero en el sector de estudio.....	50.
VI.1	Análisis de los posibles tipos de trampas presentes en el área de estudio.....	50.
VI.2	Análisis del potencial petrolífero en el área de estudio.....	54.
VI.2.1	Análisis de los modelos de plays encontrados en lo sectores Varadero-Cantel y Guasitas-Varadero Sur-Camarioca Norte.....	55.
VI.2.2	Análisis y evaluación del potencial petrolero desde el punto de vista de los plays y prospectos.....	57.
VI.2.3	Evaluación económica y análisis de riesgo del prospecto “A” para la perforación.....	63.
	Conclusiones.....	64.
	Recomendaciones.....	65.
	Referencias bibliográficas.....	66.

INDICE DE FIGURAS, TABLAS Y GRAFICOS.

Capítulo II.	Pág.
Figura II.1.1 Mapa de ubicación del área de la investigación.....	72.
II.1.2 Fotos que muestran las características físico-geográficas del área.....	72.
II.2.1 Mapa geológico del bloque 9 con la ubicación de algunas campañas sísmicas. Escala 1: 100000.....	73.
II.2.2 Columnas generalizadas de las UTEs Placetas y Camajuaní.....	74.
II.2.1.1 Cantera abandonada en el flanco norte de la loma la Industria.....	75.
II.2.1.2 Fotos que muestran las condiciones pantanosas existentes en el sector más septentrional del área.....	75.
II.3.1 Modelo estructural por la línea AA' Siboney – Cayo Blanco.....	76.
II.3.2 Línea sísmica que muestra la profundidad de la cuenca Campestre – Guasimas.	77.
Capítulo III.	
Figura III.1.1 Mapa de Grado de estudio de los diferentes levantamientos gravimétricos.....	78.
Capítulo IV.	
VI.1.1 Esquema que muestra los niveles de exploración planteados, que abre paso a la cadena de valor del proceso exploratorio.....	80.
VI.1.2 Esquema que muestra el proceso de exploración –producción.....	81.
VI.1.3 Esquema del proceso central de la producción petrolera.....	81.
VI.2.1 Organigrama de ejecución de los trabajos de la tesis.....	82.
Capítulo V.	
Figura V.1 Esquema de las fases fundamentales del proceso petrolero.....	82.
V.1.1.1 Bloque diagrama de la evolución paleogeográfica de los depósitos del margen continental en el Jurásico Superior.....	83.
V.1.2.1 Corte sísmico perteneciente al golfo de México (ZEE) donde se muestran las partes de un sistema de cuenca de antepaís.....	83.
V.2.1 Esquema que muestra los procesos de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos.....	84.
V.2.1.1 Esquema que muestra las familias de los petróleos de Cuba Occidental.....	85.
V.2.2.1 Mapa que muestra las provincias petroleras norteñas y sureñas, las cuencas y los campos petroleros.....	86.

V.2.2.2	Diagrama Van Krevelen, que muestra los diferentes tipos de kerógenos presentes en las rocas madres de Cuba.....	86.
V.3.1	Mapa de los diferentes sistemas petroleros con las columnas de pozos índices de las familias de crudos pesados de Cuba Occidental.....	87.
V.3.2	Mapa de distribución precabalgamiento de las diferentes unidades generadoras de los petróleos cubanos determinados en Cuba.....	88.
V.3.3	Modelo geólogo-geoquímico de los yacimientos Cantel-Varadero-Chapelín-Cayo Blanco.....	88.
Capítulo VI.		
Figura VI.1.1	Ejemplos de trampas estructurales.....	89.
VI.1.2	Ejemplos de trampa estructural dominada por falla.....	89.
VI.1.3	Ejemplos de trampas estructurales combinadas.....	89.
VI.1.4	Ejemplo de trampas estratigráficas primarias.....	90.
VI.2.1	Compilación del esquema tectónico de Cuba Central con los principales límites de cuenca y unidades de plataforma al norte.....	90.
VI.2.2	Extensión geográfica de los sistemas petroleros de la Familia I de crudos pesados cubanos presentes en el área de estudio.....	91.
VI.2.1.1	Modelo geológico del sector Varadero-Cantel-Marbella-Chapelín.....	92
VI.2.1.2	Mapa de yacimiento y manifestaciones superficiales en los sectores Varadero-Cantel-Guasimas y Majaguillar.....	93.
VI.2.2.1	Esquema tectónico Habana – Matanzas, que muestra las elipsoides de esfuerzos de las principales zonas de desplazamientos Hicacos y Cochinos.....	94.
VI.2.2.2	Mapa gravimétrico del bloque 9 que muestra los máximos A, B y C, los dos primeros generados por cuerpos ultrabásicos y C por rocas del AVC.....	94.
VI.2.2.3	Mapa del campo magnético ΔT para el sector de estudio.....	95.
VI.2.2.4	Mapa de ubicación de líneas sísmicas con las diferentes campañas sísmicas.....	97.
VI.2.2.5	Línea sísmica SHE2003-02 correlacionada por tres horizontes sísmicos.....	97.
VI.2.2.6	Mapa estructural por un horizonte cercano al tope de las rocas del Grupo Veloz.....	98.
VI.2.2.7	Modelo geólogo – geofísico del área tomado por la línea SHE2003-02.....	99.
VI.2.2.8	Líneas correlacionadas pertenecientes al área de la investigación.....	100.
VI.2.3.1	Esquema del análisis de riesgo-recompensa del prospecto “A”.....	101.

Tablas.

1. Literatura consultada.....	71.
2. Grado de estudio de los diferentes levantamientos gravimétricos y magnetométricos.....	77.
3. Grado de estudio sísmico del área.....	79.
4. Incidencia de los factores geo-económicos en cada uno de los niveles de la investigación.....	81.
5. Parámetros de adquisición.....	96.
6. Altos estructurales y sus características.....	98.

Gráficos.

1. Distribución de la literatura consultada nacional e internacional.....	71.
---	-----

INTRODUCCIÓN.

La provincia de Matanzas es la segunda provincia del territorio nacional por su extensión, con 11 978 kilómetros cuadrados, históricamente, fue en ella donde por primera vez se explotó el petróleo desde el subsuelo en el año 1872, en la localidad del Ingenio Nueva Felicia o finca Economía.

La presencia de una manifestación de petróleo no superficial en Cuba y que resultó posteriormente el primer yacimiento que se explotó, fue conocida en el mes de Mayo de 1872, cuando se perforaba un pozo para buscar agua en el demolido ingenio Nueva Felicia o Felicidad en la finca Economía, ubicada a 10 Km. al SW de la ciudad de Cárdenas y 12 Km. al sur de Varadero. Al llegar a sesenta pies de profundidad (18 m), los poceros sintieron olor a petróleo y éste empezó a salir bastante viscoso, teniendo que salir rápidamente los mismos, porque se les hacía irrespirable la atmósfera contaminada por los gases de hidrocarburos. El pozo se llenó hasta más de un metro del fondo. Se tomó una muestra y se envió a los Estados Unidos para su análisis, resultando tener un 90 % de petróleo utilizable para lubricación. Otra muestra se envió a la real Academia de Ciencias de La Habana.

En la sesión pública ordinaria de la Real Academia de Ciencias de La Habana, del 12 de Mayo de 1872, el Académico Concurrente Doctor Don Ambrosio González del Valle, presentó una botella conteniendo petróleo grueso que se acababa de descubrir someramente en la citada localidad, perteneciente al cuartón de Pendejeras, partido judicial de Lagunillas, jurisdicción de Cárdenas provincia de Matanzas. La finca era propiedad de Don Lucas Álvarez y Doña Águeda Cerice. Otro de los Académicos Concurrentes, el señor Don Manuel Fernández de Castro, opinó ampliamente sobre el hallazgo, argumentando las ventajas que tenía para su explotación en virtud de la gran fluidez del líquido. Sin embargo, todavía tendrían que transcurrir más de 25 años para ver rodar un automóvil por primera vez en Cuba, alimentado con uno de los derivados del petróleo, la gasolina. De manera, que el futuro de los hidrocarburos de la finca Economía, sería como lubricante, alumbrar los bohíos de muchos campesinos de la zona con sus rústicas “chismosas” y como ocasional medicamento. El dueño del pequeño yacimiento emergente, comenzó a venderlo por galones a las fincas de los alrededores dando buena iluminación pero con mucho humo, por lo que el propietario comenzó a refinarlo rudimentariamente.

Durante cuatro años, sacó diariamente sobre 100 galones del pozo (552 metros cúbicos a razón de 138 metros cúbicos por año), el cual no se agotaba y mantenía el nivel de un metro sobre el fondo. En este estado -sería el año 1876-, se formó una sociedad entre cuatro amigos, sin capital fijo, para continuar explotando el pequeño yacimiento. Inmediatamente, trajeron desde los Estados Unidos de Norteamérica, equipos iguales a los que estaban usando en Pensilvania y dos especialistas para estos menesteres que procedían también de allí. Con los dos poceros americanos y un equipo con torre, capaz de llegar a 3 500 pies (1 067 metros), se comenzó otro pozo a veinte metros del artesiano productor. A la misma profundidad del primero, surgió petróleo hasta 400 galones por día (1.50 metros cúbicos), por lo que tuvieron que detener el pozo a causa del volumen de petróleo que llenaba el sondeo. Un nuevo pozo produjo a un nivel más profundo. En dos días, se llenaron 4 000 galones (1.5 metros cúbicos), no habiendo donde almacenarlos, se trajeron nuevos depósitos. Llegó un momento en que disminuyó la producción hasta 200 galones diarios. Entonces, se acordó perforar y bombear hasta llegar a 400 pies (122 metros) con rocas muy duras. Después de pasar la roca dura, ya no producía. Esto fue aproximadamente en 1883, cuando desde hacia algunos años, se había descubierto un segundo yacimiento, esta vez de gas y nafta, en el poblado de Motembo, 65 Km. al este-sureste de la finca Economía. A causa de problemas técnicos, se requería encamisar por lo que se mandó a buscar camisas a Estados Unidos. Los poceros americanos, temerosos de contraer fiebres, no quisieron trabajar más y regresaron a su país. Después de hacer un nuevo pozo, se estabilizó la producción en 400 galones diarios (1.50 metros cúbicos) como al comienzo. Murieron entonces los dos socios principales y por falta de capital, se abandonó el yacimiento, entregándolo a su primitivo dueño, que demarcó una milla alrededor del mismo para que nadie pudiera trabajarlo en ese radio, por ser concesión otorgada por el Gobierno.

En un informe de la época, se hace constar que las propiedades del petróleo después de refinado, eran excelentes, producía una luz brillante como la luz eléctrica -que había debutado en Cárdenas desde el 7 de Septiembre de 1889-, así como que el crudo podía usarse como lubricante, lo que se demostró en los equipos que emplearon para perforar, que no usaron otro que no fuera ese petróleo. A consecuencia de la Guerra de Independencia que comenzó en 1895, todo se quemó, casas, equipos, y quedó el lugar como al comienzo. Los pozos quedaron inutilizados y rellenados por rocas, hierros y otras materias duras que se echaron de manera que fueron cegados. Cuando el informe que poseemos fue escrito, quedaba un pozo, el primitivo, y el

petróleo seguía a la misma altura sobre el fondo y podía extraerse. Quien escribió el informe, que debe datar de comienzos del siglo XX, hacía los cálculos de costos para comenzar de nuevo la explotación del yacimiento, incluyendo un oleoducto y perforaciones de más de 1 000 metros de profundidad.

El petróleo de este yacimiento, se mandó a la refinería de petróleo que tenían los señores Conill y Moré en La Habana. Estos lo refinaron y desalentaron a los propietarios por los gastos de transportación hacia La Habana. Indiscutiblemente, los discípulos de Rockefeller, no querían competencia contra sus negocios.

En la primera etapa de la exploración petrolera en Cuba de 1881-1959, el estudio geológico y geofísico en la Bahía de Cárdenas y regiones aledañas, con fines de búsqueda petrolera, fue desarrollado por varias compañías americanas que aportaron los primeros datos sísmicos y gravimétricos del área en general. Sin embargo, algunos opinaban (Echevarria, 1987) que en el descubrimiento de los yacimientos del norte de la provincia de Matanzas, la sísmica no tuvo un rol relevante y sí el empleo de varios métodos hoy denominados “no convencionales” en la exploración, los que son: la Geología de superficie, la Geomorfología, la fotointerpretación, la Gravimetría y la Magnetometría, auxiliados por datos de algunos pozos perforados anteriormente. Entonces se conocían, los resultados del pozo Hicacos No.1 perforado por la Compañía Gulf en 1949 a la profundidad de 1 538 m y que alcanzó secuencias fuertemente inclinadas hoy atribuidas a rocas del Margen Continental de edad Cretácico Inferior. Estas rocas manifestaron petróleo.

En la segunda etapa de la exploración (1960-1990), con el triunfo de la revolución el gobierno nacionalizó todas las compañías privadas cubanas y extranjeras, el estado asumió el control total de todos los yacimientos del país, en el caso de la exploración petrolera imperaba como metodología para la ubicación de pozos, la presencia de fallas de desplazamiento lateral, lo cual se expresaba muy bien en la costa norte, por existir las desembocaduras de varios ríos, los que encontraban facilidad de sus aguas, para erosionar las rocas en los puntos debilitados por las fallas. Fundamentados en lo anterior, los geólogos petroleros, ubicaron varios pozos como los de Varadero y Camarioca y otros en las provincias habaneras. Además en esta etapa fue de vital importancia la colaboración del campo socialista, fundamentalmente, de los especialistas soviéticos, que aportaron y ayudaron en el esclarecimiento de la complejidad geológica de nuestro territorio, entre otras.

Hasta nuestros días se han desarrollado los mayores yacimientos petroleros del país en la zona de Varadero-Cárdenas y se han detectado importantes acumulaciones de hidrocarburos en rocas asfálticas en el municipio de Martí, antiguo Hato Nuevo y Guamutas, destacándose las zonas de Angelita, Santa Gertrudis y Peñón. Se está explorando en otras áreas petroleras prometedoras como Majaguillar y San Antón y se hicieron grandes extracciones de asfaltitas en la Bahía de Cárdenas en el siglo pasado. Antes de los descubrimientos de los importantes yacimientos de la faja costera del norte de la provincia, se perforaron numerosos pozos de búsqueda en varios municipios, incluyendo algunos en la porción sureña.

El estudio y análisis detallado de los yacimientos encontrados antes y después del triunfo revolucionario ha brindado la posibilidad de adquirir experiencia en la exploración petrolera, introduciendo y aplicando de manera sistemática el concepto de Sistema petrolero, cuya base se fundamenta en el análisis integral y detallado de los factores geológicos que inciden en la formación de un yacimiento de hidrocarburo, en la introducción de metodologías y métodos que ayuden a establecer y definir las diferentes etapas de la cadena del valor del proceso de la Exploración – Producción, así como la integración de nuevas tecnologías y una evaluación económica del yacimiento, lo cual ayuda a definir con mayor acierto los riesgos geológicos de la exploración.

Esta investigación está encaminada a realizar un análisis y evaluar los niveles básicos de la exploración petrolera, cumplimentando en cada fase las cuestiones fundamentales, partiendo por el análisis de cuenca, el sistema petrolero, el play y los prospectos. Así, la evaluación del potencial de un área, región o país determinado debe tener en cuenta estos criterios. De ahí que, en el área de estudio de la presente investigación utilizando este enfoque, sea posible evaluar el potencial gasopetrolífero de la misma. Para ello partimos del problema científico a resolver y a partir de éste el diseño de la investigación:

Problema: Evaluar las perspectivas gasopetrolíferas del sector Majaguillar-Martí, utilizando la metodología del proceso exploratorio del sistema petrolero para determinada área.

Objeto: Se pretende cuantificar el potencial gasopetrolífero del área de estudio y zonas aledañas haciendo un análisis comparativo de los play y prospectos presentes, y sus perspectivas de desarrollo.

Hipótesis de trabajo: Si desde hace décadas los mayores yacimientos del país se han desarrollado en la zona Varadero-Cárdenas y se han detectado importantes acumulaciones de hidrocarburos en rocas asfálticas en el municipio de Martí y otras zonas aledañas, entonces es posible la existencia de un yacimiento de petróleo y gas en el área de la presente investigación.

Objetivo General: Realizar un análisis detallado del potencial gasopetrolífero del área de estudio, utilizando para ello el análisis y evaluación de los play y prospectos presentes en la misma, identificando los principales factores de riesgos y estableciendo las zonas con mayores perspectivas.

Objetivos Específicos:

- Analizar y evaluar los principales aspectos relacionados con las cuencas sedimentarias en las que se depositaron los diferentes elementos del sistema petrolero.
- Analizar y evaluar los elementos y procesos esenciales del sistema petrolero y su comparación con los conocidos yacimientos Varadero – Cárdenas, con el propósito de argumentar la existencia de un potencial gasopetrolífero en el sector de estudio.
- Analizar y evaluar los posibles tipos de play presentes en el área y su comparación con los del sector Varadero – Cárdenas.
- Realizar un pronóstico de las zonas favorables para la acumulación de hidrocarburos para la exploración.
- Definir los modelos de play a esperar de las zonas dentro del sector de estudio.
- Tratar de esclarecer la estructura tectónica del área y determinar estructuras favorables para la perforación.

Resultados esperados.

- Esquemas de los posibles play a encontrar en el área de estudio.
- Actualización del esquema geólogo – geoquímico del área en dirección S-N, para así establecer relación entre los elementos y procesos del sistema petrolero.
- Caracterización de los prospectos revelados en el área y sus criterios de riesgos.
- Elaboración de un modelo de yacimiento a esperar en el sector de estudio.

Capítulo I. Estado del arte del tema de la investigación.

La literatura existente sobre los sistemas petroleros y la exploración petrolera es sumamente extensa en el mundo entero. Uno de los trabajos más relevantes a nivel internacional, en el que se tratan los conceptos aplicados en la presente investigación, es el realizado por L. Magoon y Dow en la década de los 90 y que fueron publicados en la Memoria 60 de la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) en el 1994. La obra titulada “The Petroleum System from Source to Trap”, tiene como uno de sus logros, el análisis de que la exploración de yacimientos de petróleo y gas debe ser desarrollada en cuatro niveles básicos y enfatiza en el análisis profundo del sistema petrolero como vía para la disminución del riesgo exploratorio.

Esta concepción, fue la base para el desarrollo de lo que posteriormente se denominó cadena del valor del proceso exploratorio, de mucha utilidad práctica en la exploración petrolera y es sobre esta concepción que la autora de la presente tesis ha desarrollado su trabajo investigativo. Este enfoque es el punto de partida en el desarrollo de las investigaciones y análisis de cada uno de los niveles básicos, logrando así un mejor ordenamiento y efectividad de la actividad exploratoria. En el mencionado trabajo se plantean además todas las cuestiones referidas a cada uno de los niveles de la investigación que deben ser resueltas en estos. Se abordan de manera precisa las cuestiones fundamentales del análisis de cuenca, haciéndoles énfasis en el sistema petrolero, plays y prospectos, donde quedan establecidas las principales cuestiones teórico- metodológicas que se deben seguir para la realización exitosa de la evaluación del potencial de las diferentes zonas, indicando así cuales son las más atractivas para explorar.

Otra obra que constituye un antecedente importante a nivel internacional es el titulado “Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures” de Rose Peter R., publicado en la AAPG Methods in Exploration Series en el 2002. Aquí, se enfatiza sobre la evaluación del riesgo exploratorio y las bases fundamentales que se deben tener en cuenta para lograr este resultado; la misma proporciona una metodología para la realización de un análisis efectivo del riesgo en la exploración, acompañado del análisis económico que esto conlleva (Magoon y Dow, 1994).

En general, este enfoque ha sido aceptado e implementado en muchos países y compañías petroleras a nivel mundial y se ha hecho una práctica generalizada la aplicación de todos estos conceptos. Como ejemplo de aplicación de estos temas a nivel internacional, se tiene México, en el Boletín “50 Aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros”, de enero –

diciembre de 1999, se publicaron dos trabajos en los que se hace un recuento de la aplicación de estos conceptos, presentándose los principales logros obtenidos: “60 Años de Exploración Petrolera en México” de R. González García y P. Cruz Helu y “Estado de la Exploración petrolera en México” de Guzmán Baldizan A.

A nivel nacional, el primer trabajo realizado en el que se incluyen algunos de estos conceptos, lo constituye la obra "The geology and hydrocarbon potential of the Republic of Cuba", realizada en 1993 por la compañía Simon Petroleum Technology. En ésta, se analizan los aspectos fundamentales que inciden en el potencial petrolero de Cuba, planteándose por primera vez los plays exploratorios asociados al Cinturón Plegado y Cabalgado Cubano posibles a encontrar.

Esto último resulta de mucha importancia, ya que se logra definir prioridades en cuanto a cada tipo de play encontrado. Además se definen dos sistemas petroleros sobre la base de determinaciones geoquímicas.

En López J., et al (1995), realizaron la obra: “La geología de los sistemas petroleros de Cuba”, en la que caracterizaron todos los elementos y procesos de los sistemas petroleros y se da un avance en el conocimiento de las particularidades de éstos.

Otro aporte, es el brindado en la obra “Evaluación de Leads para la Exploración en Bloques 6, 7, 9 y 10” realizada por Álvarez J. et al (1998), partiendo del análisis conjunto de todos los datos (geofísicos, geoquímicos, geológicos, etc.) se abordó el análisis de los plays y prospectos favorables para la perforación, creando además una cartera de prospectos categorizados por su nivel de riesgo. En el, se demostró la correspondencia del campo magnético anómalo con el gravitacional, para el área de estudio se definen sectores favorables para la exploración petrolera que se caracterizan por máximos locales débiles coincidentes con mínimos magnéticos dentro de mínimos gravitacionales regionales.

En López J. O. et al (1997), llevaron a cabo una investigación en la que se caracterizaron los sistemas petroleros de Cuba, el mismo se tituló “Calidad de los petróleos en los yacimientos de Cuba” y se centró en el estudio de la calidad de los petróleos cubanos y la definición de los principales procesos secundarios que los afectan.

Otra investigación realizada afín con el tema, es la realizada por Delgado O. (2003), en su tesis en opción al grado científico de Master en Geofísica Aplicada: “Geoquímica de los sistemas petroleros presentes en Cuba Occidental”. Su estudio abundó sobre la geoquímica de los sistemas petroleros de Cuba Occidental.

Otro trabajo relacionado con el tema fue el realizado por Valladares S. et al (2005), en el cual se re-estudiaron todos los materiales de los pozos de los yacimientos de la Franja de Norte de Crudos Pesados, lográndose evaluar las características de los reservorios terciarios, además, profundizar en su distribución, continuidad, ambiente de deposición, posibilitando la reconstrucción y análisis de la cuenca donde éstos se depositaron. Fue posible además, establecer un modelo evolutivo acorde con los novedosos datos obtenidos.

En el marco del proyecto 2401 “Actualización del potencial de hidrocarburos de La República de Cuba para los años 2002 – 2006”, CEINPET, López J. G. et al (2007), en la etapa 8: “Estudios y criterios de riesgos en Cuba (Final)”, se establecieron los principales factores de riesgo en Cuba, lográndose realizar un mapa para Cuba Occidental con la distribución de las áreas según su riesgo, para este mapa se utilizaron todos los criterios que incidieron de manera determinante en el éxito exploratorio de una determinada zona, basados en los elementos y procesos esenciales del sistema petrolero.

Se consultaron además otros materiales publicados nacionales e internacionales, que se encuentran en el Archivo Técnico del CEINPET que abordan las concepciones más modernas sobre la evolución geológica del archipiélago cubano y sus sistemas y procesos petroleros.

En la Tabla 1 se muestra la literatura consultada, tanto la nacional como la internacional, que ha sido citada en este trabajo, otras muchas, consultadas también por la autora, no se tomaron en cuenta por no aportar elementos en la narrativa desarrollada. Fueron consultadas y referenciadas en el trabajo un total de 51 bibliografías, el 54% (27) de carácter nacional y el 46% (24) internacionales.

Como se puede apreciar en la Tabla 1 y el Gráfico 1 de columnas que se presenta, el grueso de las referencias se concentra en el período 1990-2009 (43) con un máximo (13) en el quinquenio 2000-2004, donde predominan las referencias de carácter nacional. Las 23 más recientes, a partir del 2000 han sido trabajos realizados en Digicupet y en el Ceinpet con la participación de la autora (5). En la tabla se expone además el número de documentos que fueron consultados directamente con algunos autores o cuyos conocimientos fueron adquiridos por la autora del presente trabajo investigativo en cursos o eventos científicos a los que asistió.

Más del 45% de la literatura referenciada fue editada en los últimos 10 años y de ella el 20% en el quinquenio en curso. Se evidencia que la amplitud y actualidad de la bibliografía consultada están acordes con el nivel existente de las publicaciones que sobre el tema tratado existe.

La experiencia acumulada por la autora, apoyada en la literatura referenciada y en la experiencia de otros autores consultados permitieron desarrollar un texto de 75 páginas para el desarrollo de la temática tratada la cual se apoya en su narrativa por 6 tablas, 40 figuras y un gráfico de barras.

Capítulo II. Características físico – geográficas y geológicas del área.

II.1 Ubicación geográfica del área.

El Sector Majaguillar - Martí se encuentra ubicado en la parte Oriental del Bloque 9, ocupando un área aproximada de 380 Km², en el municipio de Martí, provincia de Matanzas (Fig. II.1.1). Se localiza entre las coordenadas (Lambert) siguientes:

- A. X: 485557.4870; Y: 354918.3943
- B. X: 485557.4870; Y: 345016.7439
- C. X: 507082.9063; Y: 345016.7439
- D. X: 507082.9063; Y: 357733.2543

Por lo general el área es bastante llana, con solo algunas colinas como la Sierra de Bibanasí al sur del área, la altimetría varía en 1-20m, para la zona de colinas llega hasta 60m.

La vegetación en toda el área es típicamente tropical, predominan las áreas provistas de mangles (costa norte del bloque), y zonas pantanosas, bosques de palmas reales y densos arbustos de Marabú. Predominan también cultivos de caña de azúcar, arroz y trigo, así como grandes extensiones de pastos para el ganado y frutos menores, que constituyen actividades económicas importantes en la zona. Estos factores, unidos a la existencia de paisajes protegidos y áreas de unidades militares dificultan en ocasiones los trabajos exploratorios.

El área de estudio, Majaguillar hasta Martí, está provista de pocos asentamientos poblacionales, predominan las zonas de lagunas y pantanos (Figura. II.1.2), por lo general en esos lugares su acceso es en botes y en otros en vehículo, o usando los pedraplenes. Se encuentran ríos y canales corridos desde el sur al norte del área. Los ríos y canales más importantes son: Río La Palma (hacia el centro del área), Canal de Roque (al oeste), y hacia el este el embalse Palma Sola.

II. 2 Estratigrafía del área de estudio.

En la composición estratigráfica del área de estudio, se relacionan elementos de diferentes orígenes y características, la figura II.2.1 muestra lo anteriormente dicho y sedimentos del borde pasivo Jurásico- Cretácico del continente norteamericano, como del Arco Volcánico Cretácico y Ofiolitas, que conforman un cinturón orogénico muy complejo, cubiertos por sedimentos post-orogénicos más jóvenes. De esta forma en la estratigrafía del área de estudio se encuentran

sedimentos originados en diferentes regímenes tectónicos y de edades que oscilan desde el Jurásico Superior hasta el Pleistoceno.

Los estudios realizados del margen continental han puesto de manifiesto en la figura II.2.2 las diferentes zonas paleogeográficas conocidas como Unidades Téctono- Estratigráficas (UTE). De esta manera en el área de estudio se reconoce la presencia de las siguientes:

- UTE Placetas, representada por secuencias carbonatadas- terrígeno de ambientes marinos someros con una profundización a partir del Kimmeridgiano.
- UTE Camajuaní, representada por secuencias carbonatadas en el corte con aporte silíceo del Cretácico, los sedimentos más antiguos se relacionan a partir del Kimmeridgiano-Tithoniano.

Para la descripción de algunas formaciones geológicas se utilizó el libro Léxico Estratigráfico de Franco, G.L. et al, (1994).

II. 2. 1 UTE Placetas.

Asociada a esta unidad se encuentran nuestros principales yacimientos de petróleo, de ahí que sea la mejor estudiada desde todos los puntos de vista exploratorios. Se extiende en forma de bandas estrechas y alargadas por todo el noreste de la provincia La Habana, norte de Villa Clara hasta la Sierra de Jatibónico, limita al sur con las secuencias del Terreno Zaza y por el norte con la UTE Camajuaní. Las secuencias litológicas que forman esta UTE están fuertemente dislocadas por plegamientos y fallas, estas últimas son perpendiculares al rumbo y han dado lugar a la formación de bloques, escamas, cuñas tectónicas y, en muchos casos se observan gruesos paquetes litológicos desplazados hacia el norte-noreste, como son los nappes tan característicos, que constituyen algunas de las elevaciones del norte de las antiguas provincias Las Villas y Camaguey.

Dentro del área de la investigación afloran algunos sedimentos de esta UTE y los otros están referidos a estudios del subsuelo.

- **Jurásico Superior Oxfordiano - Kimmeridgiano (Parte baja)**

A estos pisos pertenecen las formaciones San Cayetano y Constancia, la primera pertenece a la UTE Rosario del dominio de Pinar del Río y no está comprendida dentro del área de la investigación, por lo tanto no se hará una descripción de ella.

Fm. Constancia. Autor: P. Truitt y G. Pardo, 1953: Litología diagnóstica: Areniscas calcáreas, calizas arenosas, conglomerados de fragmentos pequeños, limolitas calcáreas, margas y arcillas. En las areniscas se determinaron: *Classopollis classoides* y *Lenticulina ex gr. rotulata*. En las calizas: *Colomisphaera nagy*, *C. carpathica*, *Globochaete alpina* y otras formas. Las formas del nannoplancton calcáreo demuestran la edad kimmeridgiense. En estudios de Valladares et al (1997), se supone que para el Oxfordiano Superior se vincula la deposición de carbonatos intercalados en la formación Constancia, debido al desconfinamiento parcial, con mayor circulación de las aguas, lo cual ocurrió en un ambiente nerítico externo, según datos paleontológicos. En el Kimmeridgiano Parte Baja, continuó la deposición de esta Formación con presencia de carbonatos, fundamentalmente mudstones calcáreo. El espesor en afloramientos sobrepasa los 100 m. En el subsuelo se atravesaron 200 m en el pozo Varadero 201. El paleo ambiente correspondió a sedimentos marinos neríticos, con gran influencia de sedimentación continental, con abundantes restos vegetales. El contacto inferior es tectónico, actuando como nivel de despegue de las escamas interiores de Placetas o sobre las de Camajuaní, y el superior es gradual con la Fm. Cifuentes o tectónico. Está presente en varios pozos perforados en la costa norte cubana.

- **Jurásico Superior Kimmeridgiano – Transicional.**

Aquí no aplica la denominación Formación Constancia para evitar dificultades con las unidades lito estratigráficas de superficie. Se trata de mudstones calcáreos fosilíferos, wackestones y greinstones de bioclastos y peloides fundamentalmente con muy escasas intercalaciones de microfacies areno-limosas y políticas. Para el área de Boca de Jaruco la deposición se supone en ambiente nerítico interno, en cambio, para el área de Varadero, la misma continuó en ambiente nerítico interno. Además se destaca la presencia de peloides de origen incierto, que no permiten inferir la cercanía de una amplia fábrica de carbonatos. (Valladares S. et al. 1997)

- **Jurásico Superior**

Fm. Cifuentes. Autor: V. Shopov, 1982: Está constituida por biomicritas laminadas y calcilutitas gris oscuro a negro con finas intercalaciones de argilitas bituminosas negras. El bitúmen singenético abunda a lo largo de los planos de estratificación de las argilitas, así como en las fracturas y estilolitos en las calizas. Abundancia de pirita sin genética dispersa. Atendiendo a su evolución sedimentológica, esta formación fue dividida por José Fernández Carmona (en Valladares et al., 1997) en 5 paquetes que se diferencian tanto por su litología, fauna, edad y ambiente de deposición. Es en sí, una secuencia transgresiva desde aguas someras (Kimmeridgiano) a depósitos batiales (Tithoniano).

Paquete I: Representado por wackstone bioclástico y mudstone calcáreo, subordinadamente pedernal y argilitas bituminosas. La biocenosis se compone de: calpionélidos calcáreos (Zona Crassicollaria), que permite asignarle una edad Tithoniano Superior. El paleo ambiente corresponde a sedimentos marinos batiales. Está bien desarrollado en las áreas de Yumurí, Varadero y Litoral.

Paquete II: Compuesto de wackstone bioclástico y mudstone calcáreo, subordinadamente pedernales y argilitas. Presenta un marcado bandeamiento de carácter flyshoidal debido a la alternancia con finas capillas de argilitas. Las microfacies están representadas por: calpionélidos de pared microgranular (Zona Chitinoidea), cámaras embrionarias de ammonites, *Aptychus*. Su edad corresponde al Tithoniano Medio y su ambiente deposicional fue marino batial. Está presente en los pozos perforados en los yacimientos Yumurí, Varadero y Litoral.

Paquete III: En este paquete se expresa claramente una profundización de la cuenca de sedimentación con respecto a los sedimentos subyacentes. La litología predominante consiste en mudstone calcáreo y wackstone bioclástico con finas capillas de argilitas intercaladas con menos dolomita que los paquetes anteriores y los pedernales son muy escasos. La biocenosis está integrada por: *Saccocoma*, *radiolarios* y *Aptychus*, la edad corresponde al Tithoniano Inferior. Su paleo ambiente puede corresponder al nerítico externo.

Paquete IV: Predominio de mudstone calcáreo y grainstone/ packstone de peloides y peletas, finas intercalaciones de argilitas y dolomitas. En la biofacies se encuentran:

Favreina y *Glovochaeta alpina*. La edad se refiere al Kimmeridgiano y el ambiente deposicional correspondió al nerítico interno. Está presente en el subsuelo desde Boca de Jaruco hasta el área Varadero –Litoral - Martí.

Paquete V: Compuesto de mudstone calcáreo con frecuentes intercalaciones de argilitas, subordinadamente grainstone de peloides y raramente packstone de peloides. La fauna característica se compone de: *Globochaeta alpina*, *Dinnenoide moreti*. La edad de este paquete es Kimmeridgiano y el ambiente deposicional correspondió al nerítico interno.

- **Cretácico Inferior**

Los sedimentos del Cretácico Inferior de esta unidad los representan las formaciones Ronda, Morena y Santa Teresa.

Fm. Ronda. Autor: H. Wassall y P. Truitt, 1954: Constituida por biomicritas y biosparitas laminadas, pardas hasta gris oscuro, muy ricas en materia orgánica tanto en las numerosas fracturas como en los estilolitos argilo- bituminosos. Estas rocas contienen intercalaciones de calcilutitas grises y de pedernal pardo o carmelita, a veces finas intercalaciones de areniscas calcáreas y cuarcíferas de grano fino. A veces se observa la dolomitización de las calizas. Los microfósiles más diagnosticados son los calpionélidos, con especies típicas de las biozonas *Calpionella*, *Calpionellopsis* y *Calpionellites*. También hay abundantes radiolarios y palinomorfos. La edad se extiende entre el Berriamiense y el Valanginiense. El espesor es de 300 m y el paleo ambiente correspondió al nerítico externo- batial, con batimetría superior a los 200 m.

Fm. Morena. Autor: V. Shopov, 1982: Sus litologías características son micritas y biomicritas bituminosas pardo o gris oscuro con intercalaciones de calcarenitas y margas hacia la parte superior. Son frecuentes los lentes de pedernal, abundante bitúmen singenético paralelo a la estratificación, así como en las fracturas y estilolitos. La fauna se compone de especies de *nannoconus*, *radiolarios* y varias formas de ammonites en muestras de afloramientos. La extrema abundancia de *nannoconus* conforma el término caliza nannocónica; la edad es Hauteriviense-Barremiense. El espesor alcanza 250 m y el paleo ambiente es de cuenca profunda (batial >200

m), con alternancia de niveles condensados y tasas mas altas de sedimentación. El contacto inferior es transicional con la Fm. Ronda y el superior es discordante erosivo con los sedimentos del Cretácico Superior Tardío.

Fm. Santa Teresa. Autor: H. Wassall, 1952: Constituida de silicitas y argilitas con escasas intercalaciones de calizas y arenitas. Las silicitas son verdes a pardo- carmelitosas. Las rocas arcillosas contienen material tufítico y hay intercalaciones de areniscas cuarcíferas y arcósicas. En las calizas intercaladas, los nannoconus y especies de foraminíferos planctónicos indican una edad Aptiense- Albiense. El espesor es de 150 m aproximadamente y el paleo ambiente se asocia a una cuenca con batimetría de 2000-2500 m o más, según las características de los pedernales radioláricos y lutitas. El contacto inferior es tectónico, constituyendo su base un importante nivel de despegue de escamas sobrecorridas en el Cretácico Superior. El contacto superior es transicional con la Fm. Carmita. Ha sido encontrada en la mayoría de los yacimientos de la costa norte cubana, desde Boca de Jaruco hasta Majaguillar y hacia el occidente se ha descrito en las UTE La Esperanza y Organos.

- **Cretácico Superior**

En la UTE Placetas los sedimentos de esta edad se reconocen en las Fm. Carmita.

Fm. Carmita. Autor: P. Truitt, 1954: Su composición litológica comprende biomicritas, calcilutitas laminadas de color marrón, gris- verde o pardo- amarillento, con algunas intercalaciones de calcarenitas y bandas de pedernal negro a veces en lentes o nódulos. En algunas localidades (Guillermo Llabre, sureste de Motembo) se han encontrado niveles de brechas calcáreas y calizas dolomitizadas. Existe una excelente fauna de foraminíferos planctónicos y radiolarios que indican la edad Cenomaniense- Turoniense. La litología de esta unidad en la Sierra del Rosario y en Cuba Central es muy similar, no obstante, al parecer, el intervalo cronológico en la Sierra del Rosario es más amplio que en el resto de las áreas donde se desarrolla, aunque se necesitan estudios más detallados sobre la edad de esta unidad en esta última región (Franco G. L. *et al.*, 1994). El espesor varía entre 40 – 200 m. El paleo ambiente es nerítico externo en el talud, con batimetría de 800-1500 m. El contacto inferior es gradual con la

Fm. Santa Teresa y el superior es discordante erosivo con el Cretácico Superior Tardío. La Fm. Carmita esta presente en todos los yacimientos petroleros de la costa norte cubana.

- **Cretácico Superior Campaniano – Maestrichtiano asociado a la UTE Placetas**

Estos sedimentos en la UTE Placetas lo representan las rocas de la Fm. Amaro.

Fm. Amaro. Autor: H. Wassall, 1954: Representada por brecha- conglomerados y brechas con fragmentos angulosos de distintas calizas y rocas silíceas. El resto de la formación son grainstones de grano medio a fino, bien compactos, con bioclastos. Entre los marcadores bioestratigráficos están: *Omplialocyclus macroporus*, *Abathomphalus mayaroensis*, *Rosita contusa* y los palinomorfos *Scabraperiporites aff. Nativensis* y *Vitreisporites sp.* La edad es Campaniense- Maestrichtiense. El espesor es de 250 m y el paleo ambiente se atribuye al de un evento sedimentario formado por megaturbiditas en un contexto batial en el pie del talud. El contacto inferior es discordante erosivo sobre formaciones precampanienses y el superior, con la Fm. Vega Alta, se distingue por un evento de no deposición correspondiente al Paleoceno Basal.

- **Paleoceno – Eoceno Medio asociado a la UTE Placetas**

Los sedimentos de esta edad en esta unidad, lo componen las rocas de la Fm. Cretas Canasí (documentada recientemente por datos de pozos) y la Fm. Vega Alta.

Fm. Canasí. Autor: Definida en Valladares et al (2005): En Valladares *et al.* (2005), se propuso llamar Fm. Canasí a las rocas colectoras terciarias presentes en la mayoría de los yacimientos de la franja norte de crudos pesados, por constituir una unidad litológica maleable en pozos. Esta unidad litoestratigráfica se subdivide en los siguientes paquetes:

Paquete I: Conglobrechas cretosas: Caracterizadas por la abundancia de clastos mesozoicos superiores al tamaño de arena gruesa. Se corresponden con las litofacies de brechas proximales y brechas calcáreas con matriz de creta.

Paquete II: Creta arenosa: Con clastos mesozoicos de tamaño de arena predominante. Se corresponde con la litofacies de grauvaca calcárea con matriz de creta.

Paquete III: Cretas con ausencia o escasez de clastos y proporciones variables de pedernal o arcillas. Se corresponde con las litofacies de creta más pedernal.

Todos estos paquetes presentan complejas variaciones faciales y corresponden a diferentes ciclos sedimentarios, que oscilan de 0-50 m, donde se mezclan diversas litologías con las cretas. La edad asociada es Paleoceno Superior por el complejo faunal que lo caracteriza, en recortes de perforación se determina la edad por los microfósiles *Discoaster multiradiatus* y *Morozovella velascoensis*; por núcleos se ha datado la edad por la existencia de microfósiles *Discocyclina* sp, *Acarinina* sp y *Morozovella* sp.

Fm. Vega Alta. Autor: L. Dodekova y V. Zlatarski, (1978): Son depósitos con carácter de sedimentación sintectónica relacionados con los sobrecorrimientos de los distintos mantos de la UTE Placetas. Está compuesto por dos niveles: El superior carbonático- arcilloso, donde el componente calcáreo corresponde a olistolitos de diferentes tipos de calizas, rocas silíceas, limolitas y rocas de la asociación ofiolítica dentro de una matriz arcillosa, donde se ha logrado determinar especies de foraminíferos planctónicos de la biozona de: *Morozovella subbotinae* y *M. formosa* del Eoceno Inferior Temprano.

El nivel inferior lo forman sedimentos estratificados donde predominan micritas muy arcillosas, limolitas calcáreas, arcillas y margas donde abundan foraminíferos planctónicos con formas quilladas de la biozona: *Morozovella angulata*, *M. pseudomenardi* y *M. velascoensis*, lo que le asigna la edad Paleoceno Superior a este paquete. El contacto inferior es discordante con la Fm. Amaro y en algunos casos con las rocas del Cretácico Inferior, mientras que el superior es tectónico con los sedimentos del Jurásico o los del Cretácico Medio. Las rocas de esta formación han sido encontradas en todos los yacimientos de costa norte cubana constituyendo el sello regional para todos los mantos de la UTE Placetas.

- **Terreno Zaza**

Con esta denominación se identifican las rocas intrusivas y volcánicas del Arco Volcánico Cretácico y las de la Asociación Ofiolítica mesozoica que fueron sobrecorridas hacia el norte.

Ofiolitas: Las ofiolitas presentes en la parte norte de Cuba Occidental (Cajalbana y Habana-Matanzas) yacen en posición alóctona en mantos de distintos espesores entre depósitos del margen continental y del Arco Volcánico Cretácico. Están representadas fundamentalmente por: harzburgitas, iherzolitas y websteritas, todas serpentinizadas. Ocasionalmente aparecen cuerpos y venas cortantes de gabroides y plagioclastitas. Su edad es muy discutida y solo se sustenta sobre la base de la hipótesis que se adopte para explicar el origen de la corteza del Caribe. En el sector septentrional del área de estudio se reconocen en escarpes y antiguas canteras donde está representado por un melange serpentínico de color gris claro, aunque en superficie siempre se detecta un material muy alterado pasando incluso a concreciones ferruginosas (conocido como perdigones). También en el Sector Sur de Martí - en las cercanías de El Peñón - se pudo comprobar que estas rocas yacen en contacto tectónico con las rocas de las UTE Placetas descritas anteriormente, corroborando una vez más los sobre- corrimientos de la Asociación Ofiolítica sobre las rocas del Margen Continental. En el área, la mayoría de las manifestaciones de hidrocarburos están relacionadas con estas rocas.

- **Arco Volcánico Cretácico. Cretácico Superior Campaniano – Maestrichtiano asociados al Terreno Zaza**

Se incluyen los sedimentos de edad Campaniano- Maestrichtiano de las Formaciones Peñalver y Vía Blanca.

Fm. Vía Blanca. Autor: P. Brönnimann, 1963: Estos son sedimentos flyschoides, constituidos por ritmos de limolitas, lutitas y areniscas grauvacas, a veces con pequeñas intercalaciones de margas. También son comunes las intercalaciones de conglomerados polimícticos en diferentes niveles de la formación y que contienen abundantes clastos volcánicos y rocas diversas. Estos sedimentos contienen un abundante complejo de microfósiles, lo que permitió establecer su edad en el rango Campaniano- Maestrichtiano Inferior. Su espesor es muy variable y en ocasiones llega hasta 1000 m. Su contacto inferior es discordante- erosional con las rocas del arco volcánico (pozos Madruga 3-A, Santa Rita 2).

Fm. Peñalver. Autor: P. Brönnimann, 1963: Está constituida por calcarenitas y conglomerados calcáreos hacia la base que contienen clastos de rocas de la Fm. Vía Blanca, igual que fragmentos y restos de rudistas, equinodermos y otros microfósiles. A veces se encuentran capas de calcilutitas que contienen restos de microfauna pelágica. El espesor de esta unidad varia mucho, ya que en muchas localidades ha sido erosionada, de ahí que en los cortes pueda encontrarse entre 20 y 100 m. Por su contenido de microfósiles su edad se determina como Maestrichtiano Superior y yace concordantemente sobre sedimentos del Maestrichtiano Inferior.

- **Sedimentos Post-orogénicos**

Corresponden a las rocas carbonatadas y clásticas del Eoceno Medio - Mioceno que yacen relativamente tranquilas sobre las rocas plegadas del Cretácico- Paleoceno y se caracterizan por tener gran uniformidad en las diferentes áreas. Este intervalo ha sido bien estudiado sobre la base de su contenido faunal y variaciones faciales. Entre los grupos faunales más importantes se encuentran los foraminíferos planctónicos y bentónicos, ostrácodos, radiolarios, nannoplancton, moluscos, corales y equinodermos.

- **Sedimentos del Eoceno- Medio**

En el sector de la investigación la mayor representatividad de los mismos corresponde a la Formación Peñón.

Fm. Peñón. Autor: J. Brodermann, 1945: Representada por calizas masivas duras, de color crema en parte organógenas con unos 0.8 a 1.0 m de espesor de sus capas, que cambian hacia arriba por calizas brechadas disminuyendo estos fragmentos en dirección ascendente. Ambas litologías se separaban por pequeñas capas de margas muy duras también de color crema amarillenta. En un sector se pudo medir la yacencia de las capas: Azimut del Buzamiento 35°. Contiene los fósiles siguientes:

Amphistegina lopeztrigoí, Amphistegina parvula, Amphistegina sp., Fabiania cassis, Asterocyclina spp., Nummulites sp., Eorupertia sp., Globigerinatheka sp., Globigerina sp., Morozovella sp., Acarinina sp., Nummulites floridensis, Cushmania cookei, Dictyoconus sp.

Pseudophragmina (Proporocyclina) sp, Helicostegina dimorpha, Amphistegina sp aff. Parvula, Fabiania cassis, Fragmentos de algas rojas y erizos, de Edad: Eoceno Medio.

- **Sedimentos del Mioceno. Mioceno Inferior (Parte Alta)- Mioceno Superior (Basal)**

Fm. Güines. Autor: A. Humboldt, 1926: Presentan una gran distribución en el territorio de esta área y sus depósitos están representados por calizas biodetríticas de grano fino a medio, fosilíferas, a veces biohérticas, calizas micríticas algo dolomitizadas y raramente capas de margas calcáreas, la dolomitización es secundaria. Son por lo general masivas, raramente estratificadas. Su coloración varía en una gama de blanco – amarillenta a crema y los fósiles aquí determinados corresponden a: Foraminíferos: *Amphistegina chipolensis*, *A. floridana*, *Globigerina nepenthes*, *Praeorbulina glomerosa*, *P. transitoria*, *Quinqueloculina adelaidensis minuta*. Ostrácodos: *Bairdia oblonga*, *Caudites sellardsi*, *Cythereis exanthemata*, *C. Vaughani*, *Cytherelloidea aff. C. Umbata*, *C. Cubana*. Moluscos: *Apolymetis cubensis*, *Cardita dominica*, *Cerithium venustum*, *Ostrea portoricoensis*, *Potamides dentilabris*. Predomina la asociación *Soritidae – Miliolidae – Amphisteginidae*. Ambiente de sedimentación: Se depositaron en un ambiente sublitoral con poca influencia arrecifal. Espesor: Oscila entre 50 y 1600 metros.

- **Oligoceno**

Fm. Tinguaro. Autor: R.H. Palmer, 1945: Estos sedimentos se reconocieron a 2.5 km al Sur de las elevaciones de la Loma La Industria. Aquí existe una cantera abandonada en la misma falda Norte de dicha elevación, donde se pudo apreciar un corte que alcanza aproximadamente 200 metros de longitud, en la figura II.2.1.1 desde arriba hacia abajo se observan intercalaciones de margas duras algo arcillosas de color crema y calizas margosas, algo arenosas en parte dolomitizadas, biohérticas que pueden alcanzar los 30 cm. de espesor de sus capas contra 50 a 80 cm. de las margas anteriormente descritas, que se alternan de forma esporádica. Determinaciones paleontológicas muestran la presencia de: Foraminíferos: *Pseudohastigerina barbadoensis*, *Globigerina sp.* *Cassigerinella chipolensis*, *Catapsidrax unicava*, *Chiloquembelina cubensis*, *Globigerina ampliapertura*, *G. Bradyi*, *G. ciproensis ciproensis*, *G. parva*, *G. rohri*, *G. tripartita*, *Pseudohastigerina micra*.

- **Sistema Neógeno. Series Mioceno –Plioceno.**

Están representados por sedimentos turbosos de pantano y mangle a veces carbonatos de pantanos bajos costeros formados en la zona de contención de las aguas marinas. Los pantanos de mangles se desarrollan cerca del mar y se observa un crecimiento de ellos hacia tierra firme debido a la invasión de las aguas marinas, la figura II.2.1.2 muestra las características anteriormente descritas y además zonas donde no existen afloramientos de ningún tipo.

Los espesores de estos depósitos según informes de la Empresa Nacional de Investigaciones Aplicadas (ENIA) pueden alcanzar hasta 4 metros, aunque por lo general no sobrepasan los 1.5 metros. Dentro de estos sedimentos se destacan las turbas, constituidas fundamentalmente por restos vegetales semidescompuestos, de color oscuro en dependencia de la vegetación que la origina.

II. 2. 2 UTE Camajuaní.

Esta UTE es conocida por los datos de pozos perforados en el área, fundamentalmente su yacencia en el subsuelo se aprecia bajo las rocas de la UTE Placetas y en muy pocos casos bajo los sedimentos post-orogénicos. Se extiende hacia el norte de Cuba Central, formando bandas alargadas de rumbo sublatitudinal, con una anchura de 2 y 10 Km. Por el norte limita con las secuencias de la UTE Remedios y por el sur con las secuencias de la UTE Placetas, descritas anteriormente. Incluye varias formaciones que comienzan en el Kimmeridgiano - Tithoniano (Fm. Jaguita), se extiende fundamentalmente hasta el Turoniano, con un evento tardío en el Maestrichtiano (Fm.Lutgarda).

- **Jurásico Superior**

Fm. Jaguita. Autor: Representada en su parte inferior por wackestone y granitoides con acumulaciones de moluscos y Saccocoma, depositándose en un ambiente tentativo nerítico externo con acusada turbulencia y en su parte superior presenta condiciones de talud, muy turbulento, con la formación de calizas alodápicas. Existen afloramientos para la parte inferior que se datan de edad Kimmeridgiano.

- **Cretácico Inferior**

Fm. Margarita. Autor: C.W. Hatten et al, 1958: Los sedimentos de esta formación están representados por calizas micríticas de color gris, laminadas, con intercalaciones de silicítas, se desarrollaron en un ambiente batial, pie de talud, donde ocurre una disminución notable de la turbulencia, además, la apretada laminación de las rocas, propiciaron condiciones de mayor tranquilidad en la deposición, es decir, mayor alejamiento de la influencia hidrodinámica de la plataforma carbonática. Su espesor varía entre los 150m a 200m. Fauna índice: Contienen *Radiolarios*, *Foraminíferos Planctónicos*, *Calpionélidos* de los géneros *Calpionellites* y *Tintinnopsella*, *Calcisferúlidos*, microfósiles *insertae sedis*, y *Ammonites* de los géneros *Malbosiceras*, *Protetragonites*.

Fm. Alunado. Autor: Los carbonatos de esta formación están representados por mudstone calcáreos radioláricos, intercalados por capas gruesas de silicítas (pedernales radioláricos). Se depositaron en un ambiente de talud distal.

- **Cretácico Superior**

Fm. Mata. Autor: H. Wassal, 1956: Encima de la formación anterior, como tope de esta UTE, se encuentra esta formación, la misma está distribuida formando bandas estrechas en las cercanías de Loma Bonita, Rancho Veloz, Calabazar de Sagua, Camajuaní, Zulueta, Sagua La Chica, en las Sierras Meneses y Jatibonico, parte norte de las provincias Villa Clara y Sancti Spiritus. Sus sedimentos están constituidos por calizas, a menudo aporcelanadas, micríticas, ligeramente arcillosas, a veces dolomitizadas; los colores son variados, gris, crema, blanco, rosado y verdoso y se presentan detritas de hierro y manganeso. Existen intercalaciones y lentes de silicítas, a veces en nódulos con colores muy variados, en menor cantidad aparecen capas de argilitas muy finas. Los límites inferior y superior son discordantes, los espesores pueden llegar a los 20 ó 30 m. Su fauna corresponde a Foraminíferos de ambiente variable, entre ellos hay numerosas formas de *Orbitoididae* típicos de edad Maestrichtiano.

II. 3 Tectónica y Evolución Geológica del área de estudio.

Las concepciones tectónicas aplicadas en este trabajo parten de la consideración de que el archipiélago cubano es un orógeno del Terciario temprano compuesto por elementos de origen oceánico y continental (Iturralde, 1998). El elemento oceánico está representado por los arcos volcánicos y su corteza, mientras que el elemento continental lo conforman las rocas del continente norteamericano integradas por la cubierta sedimentaria del margen pasivo y su basamento. Se consideran dos arcos volcánicos: el arco volcánico del Cretácico, y el arco volcánico del Paleógeno.

Las secuencias del margen continental están divididas en dos dominios: de Pinar del Río y de Las Villas. El dominio de Pinar del Río se asocia al margen de Yucatán y El dominio Las Villas (único comprendido en nuestra región de estudio), que aflora o ha sido cortado por pozos en casi todo el norte de Cuba, pertenece al margen continental Florida - Bahamas y al mismo está asociada casi la totalidad de la producción de petróleo del país.

Los geólogos petroleros dividen la evolución geológica de Cuba en tres períodos relativos a la orogenia principal. Estos son: Preorogénico (antes del Campaniano), Orogénico (del Campaniano al Eoceno Medio - Superior y pudiese alcanzar el Oligoceno en Cuba Oriental) y Postorogénico (López J. G, 1995).

La orogenia cubana fue un proceso de cabalgamientos regionales de gran magnitud que provocaron un considerable apilamiento de los estratos en la cuenca preorogénica del margen continental y por consiguiente su acortamiento. Esta comienza a manifestarse a finales del Cretácico (Campaniano) y cesa bruscamente en el Eoceno. Coincide en el tiempo y en consecuencias con los procesos de formación de montañas e inversión de cuencas de México y el Norte de América del Sur. Todo parece indicar que el orógeno del sector cubano es el resultado de la colisión entre un arco volcánico desarrollado sobre una placa oceánica, probablemente de origen Pacífico y la sección continental de la placa Norteamericana. Resalta el hecho de que el comienzo de la orogenia coincide con la extinción de la actividad volcánica en el arco. En Cuba oriental el vulcanismo se extiende un poco más en el tiempo al surgir un nuevo arco volcánico que se conoce en la literatura cubana como el arco volcánico del Paleógeno.

En un momento posterior al Eoceno Inferior disminuye la intensidad de los esfuerzos horizontales característicos de la etapa de formación de montañas. Esto se debe, probablemente,

al cambio del tipo de interacción entre ambas placas. Si durante la formación del arco y la orogenia la relación era de colisión frontal, en el periodo postorogénico en este sector comienza a desarrollarse una frontera entre placas del tipo de cizallamiento con un sistema transformante denominado sistema Caimán.

Luego, en el contexto del orógeno cubano, el estilo tectónico de la región habana- matanzas está caracterizado por el desarrollo de mantos superpuestos con desarrollo de cuencas sinorogénicas del tipo *piggyback*. Esta complicada estructura geológica es el resultado de la colisión del arco volcánico cretácico y su corteza oceánica, provenientes del sur, con las rocas del margen continental norteamericano, por lo que en esta superposición encontramos tanto mantos del arco volcánico como del margen continental.

En la composición de los mantos pertenecientes al arco volcánico y su corteza oceánica, denominado Terreno Zaza, predominan las rocas del complejo ofiolítico, mientras que en la composición de los pertenecientes al margen continental encontramos rocas sedimentarias, fundamentalmente carbonatadas pertenecientes a las unidades Téctono- estratigráficas (UTE) Placetas y Camajuaní (encontradas por las perforaciones profundas realizadas en esta región).

En la Figura II.3.1, se muestra una sección geológica balanceada por la línea AA' (Limonar – Cayo Blanco) realizada a partir de datos geológicos y de pozos. Esta sección es un modelo representativo de la posible configuración geológica actual para la región, de acuerdo a este modelo, la evolución del área a partir del Campaniano sería la siguiente:

Durante el Campaniano y Maestrichtiano Inferior en el sur ocurre la deposición de los sedimentos de las Fms Vía Blanca y Bacunayagua en las cuencas formadas sobre el Terreno Zaza, comenzando los cabalgamientos de las rocas del margen continental infrayacentes a Zaza.

En igual tiempo, hacia la parte norteña ocurre la deposición de los sedimentos de igual edad pero con facies diferentes (Fms Amaro y Bacunayagua).

De esta forma, hacia finales del Maestrichtiano ocurre el apilamiento, probablemente el mayor, tanto de las rocas de Zaza como del margen continental, participando hasta ahora, sólo las rocas de la parte superior de Placetas (Fms. Angelita, Carmita y Sta. Teresa); consecuentemente comienza la erosión de las rocas aflorantes y su deposición en la cuenca frontal denominada Campestre, donde se observan rocas silico-clásticas, arenisca de la Fm. Vía Blanca y arcosas de la Fm Bacunayagua, entre otras, todo en una matriz areno-arcillosa del Mastrichtiense Superior. En la parte que ocupa el área de estudio se forma la cuenca frontal denominada Guásimas y en el

sector occidental del bloque 7 se forma la cuenca Jaruco. Estas tres cuencas se caracterizan por un mínimo regional y este mínimo es parte del mínimo regional norte cubano.

Las dimensiones de estas cuencas del Cretácico Superior son del orden de cientos de kilómetros cuadrados. En la figura II.3.2 se muestra la profundidad de la cuenca Guásimas - Campestre, la cual presenta valores de hasta más de 4 Km.

Durante el Paleoceno hasta el Eoceno Superior Temprano ocurre la deposición en aguas profundas de sedimentos (Fm Vega Alta) en una cuenca de antepaís sobre el autóctono de las rocas de la parte inferior de Placetas (Grupo Veloz + Fm Constancia). Al final ocurre el cabalgamiento, en forma “ciega” (blind thrust) de las rocas mencionadas de Placetas, y como “piggy back thrust” las cuencas y estructuras de triángulo anteriormente formadas. El despegue superior que se forma, a medida que ocurren nuevos pulsos de retrocabalgamiento, su buzamiento se hace más abrupto, por ende ocurre un estrechamiento perpendicular al rumbo, de la cuenca ganando en profundidad.

Estas rocas forman también un apilamiento en el contacto con las rocas de la siguiente unidad geológica (Camajuaní) y sobre éstas se forma otro sinclinal correspondiendo su base a la Fm Sagua. Esta cuenca le hemos denominado Cárdenas; la zona de triángulo es un alto en el sector Varadero–Cupey-Majaguillar.

Hasta el Eoceno Medio (fin de la compresión por colisión frontal) ocurre la formación de dos zonas más de apilamiento, las cuales debido al insuficiente estudio que existe del Terciario Temprano es imposible con precisión datar la edad de la zona de triángulo con sus sinclinales. Este sector del área con dos zonas de triángulo se ha denominado una Diana y la otra Colorados, y sus sinclinales Hicacos y Caracoles. A partir del Terciario Tardío–Mioceno la compresión que se ejerce es debido a la transcurrancia, la cual es del tipo “cizalla” por ello en las cuencas frontales se observa como el despegue superior es afectado y se torna más abrupto y a consecuencia del esfuerzo del retrocabalgamiento ocurre la formación de montañas (orogenia) que afecta al Mioceno.

El apilamiento tectónico de las unidades de cuenca y su enterramiento súbito bajo los mantos del Terreno Zaza provocó el calentamiento de las rocas madre propiciando su maduración y la expulsión de los hidrocarburos.

Capítulo III. Grado de estudio Geólogo – Geofísico.

En el presente capítulo pretendemos mostrar el volumen de información con que se cuenta hasta la fecha en el área de estudio y zonas aledañas. Para esto los agrupamos en investigaciones: Gravimétricas, Magnetométricas, y Sísmicas.

III.1 Investigaciones Gravimétricas y Magnetométricas.

En el área de estudio se han realizado diferentes levantamientos gravimétricos y magnetométricos, lo cuales aparecen en la tabla 2, que muestra los parámetros de adquisición y sus autores.

La tabla ha referido el levantamiento de la bahía de Cárdenas que fue realizado en la década de los años 60 y se ubica fuera del área de estudio. La intención de mencionarlo nació de la necesidad de confeccionar un mapa unificado de Anomalías en Reducción Bouguer que se extendiera más allá de los límites del bloque; de manera tal que al filtrar el campo los mapas regionales y residuales cubrieran toda el área de estudio, esto se puede observar en la figura III.1.1.

El levantamiento gravimétrico en La Ciénaga de Majaguillar fue realizado por la Empresa Nacional de Geofísica en el año 1978. En el momento en que se realizaban los trabajos de campo no existían vías de comunicación en el sector pantanoso, por lo cual la densidad de puntos por Km^2 no cumplió los requerimientos de la escala 1:50000, que establece una distribución de 5 puntos/ Km^2 . En la periferia de la Ciénaga, las líneas de medición estaban separadas a 1 Km. Con intervalo de 200 m entre las estacas; pero hacia su interior las condiciones impidieron la realización de mediciones más densas. Las mediciones se realizaron con gravímetros CG2 manufacturados en Canadá. La red de apoyo del levantamiento fue enlazada a la Red Nacional del año 1969. La metodología de las mediciones topográficas consistió en poligonales taquimétricas en los lugares donde se podía avanzar a pie, y en la ubicación con fotografías aéreas en el sector costero y en los canales interiores del sector oriental de la Ciénaga. El error medio cuadrático de las observaciones se estimó en el orden de ± 0.20 mGal. Para el año 2003 ya existía en la Ciénaga una red de pedraplenes que facilitaron el avance de la prospección sísmica y del levantamiento gravimétrico de alta precisión simultáneamente. El levantamiento fue ejecutado por Digicupet para Sherit, con un gravímetro canadiense Sodin cuyo error medio

cuadrático ascendía a ± 0.03 mGal. Se construyó una red poligonal cuyo error fue de ± 0.02 mGal, que sirvió de apoyo a la red ordinaria sobre las líneas sísmicas; de manera que el error medio cuadrático en esta última red fue de ± 0.07 mGal.

Para el estudio del campo magnético se utilizó el mapa a escala 1:50 000 del sector Habana-Matanzas (Corbea L et al, 1986) correspondiente al levantamiento realizado en el año 1986 por la expedición soviética adscrita a la desaparecida Empresa Nacional de Geofísica. La altura de vuelo fue de 70 m y la distancia entre perfiles igual a 500 m. El error medio cuadrático del campo ΔT_a que se estima en ± 5 nT.

III. 2 Investigaciones Sísmicas

En la área se han realizado múltiples levantamientos desde el siglo pasado, primeramente por compañías americanas (antes del triunfo de la Revolución); y a partir del año 1972 comenzó la exploración sísmica (después del triunfo de la Revolución), con la utilización de tecnología soviética tanto en la adquisición, como en el procesamiento.

A partir de 1992 se comenzaron a emplear las tecnologías más modernas del mundo occidental, lo que permitió aumentar el nivel de información y aclarar la constitución geológica profunda de la región y el mapeo de estructuras favorables para la ubicación de pozos exploratorios para la búsqueda de petróleo y gas.

En la tabla 3 se muestran los volúmenes adquiridos y los principales parámetros de adquisición y procesamiento utilizados en las diferentes campañas sísmicas realizadas en el área de estudio.

Entre los años 1962-1967 fue realizado por el barco V. Obruchev un levantamiento sísmico por el método de reflexión de una vez y el de refracción, en la Plataforma de Cuba, confeccionándose el esquema tectónico de la plataforma de Cuba a escala 1: 500 000 y el esquema estructural para la región de Varadero-Mono a escala 1:100 000, donde se destacan los levantamientos Miramar-Canasí, Colorados y Mono.

En 1980 se realizan trabajos experimentales metodológicos PCP (O. Akuratov, S. López) donde se confeccionó un esquema estructural tectónico para el área de Varadero, estos trabajos en el área continuaron, realizándose un informe final en 1983 (V. Yungans, S. López et al) donde se ofrecen conclusiones metodológicas para la adquisición y procesamiento de la información sísmica, en este trabajo se estableció la presencia de pliegues perspectivas en la parte alóctona de

la costa. En 1984 G. Artiemiev y S. López y otros, ofrecen consideraciones sobre la utilización de la estación digital progreso-2 y el complejo de fuente no explosivas GSK-6.

Posteriormente en el área continuaron los trabajos metodológicos-experimentales ya que la resolución de la sísmica en esta área era muy baja.

En 1989 se realiza la generalización y reinterpretación de los materiales geólogo-geofísico de la región Varadero-Cárdenas-Corralillo (G. Hernández, R. Socorro y otros) donde se plantea por primera vez un modelo geológico en el área donde se muestran las cuencas piggy-back.

Entre los años de 2003 y 2004 se realizaron nuevas adquisiciones sísmicas (ver Tabla 3) donde se aumentó la cobertura hasta 150 en la adquisición CUPET y 160 en la adquisición SHERRITT, lográndose con un tendido mayor por el aumento de los canales (300-320) manteniendo la distancia entre punto de recepción y entre punto de excitación de 25 m .

Capítulo IV. Metodología para la orientación del proceso exploratorio.

IV.1 Aspectos fundamentales sobre la cadena de valor en el proceso exploratorio.

En los primeros años de exploración petrolera, antes de 1900, se hicieron exitosos descubrimientos, basados en la perforación en lugares cercanos a manifestaciones de petróleo. Así se hicieron importantes descubrimientos en Pensylvania, California, Venezuela, México, Irán, Rumanía, Indonesia y Rusia. Por la década de 1850, la mitad de los descubrimientos en el mundo se realizaron sobre esta base. Sin embargo este método pronto alcanzó un límite y se observó que los pozos exitosos cercanos a manifestaciones superficiales fueron localizados en estructuras anticlinales. Debido a esta asociación empírica el énfasis se desvió a la perforación de estructuras positivas con manifestaciones superficiales cercanas.

Esta aproximación estructural fue muy importante en la época de la preguerra debido a los avances de los métodos gravimétricos y sísmicos de exploración geofísica. Estas nuevas tecnologías hicieron posible detectar trampas, sin expresiones geológicas en superficie y abrió un nuevo rango de oportunidades a la industria petrolera. En la década de 1930, los registros eléctricos alcanzaron efectividad e incrementaron el desarrollo de métodos geológicos en el subsuelo. El alcance de un estado de madurez adecuado en la exploración estructural, permitió el desarrollo de estudios estratigráficos de las trampas.

Aunque históricamente la exploración orientada simplemente a las trampas fue exitosa, tuvo limitaciones, ya que aunque todo el petróleo se acumulaba en trampas, no todas las trampas contenían petróleo. En este período la explicación a tales hechos se atribuyeron a escapes y rompimiento de los sellos.

Los métodos geoquímicos modernos han demostrado que la improductividad de muchas cuencas, está directamente relacionada con la no generación y/o migración de hidrocarburos. Esto que hoy parece obvio, tomó muchos años en demostrarse, debido a la no existencia de tecnologías confiables para evaluar las rocas madre antes de 1970.

Los primeros métodos de Cromatografía de Gas y Espectrometría de Masas, aparecieron en los años 1960 y hasta 1977 no se pudo contar con la primera versión del equipo Rock Eval. La tecnología de biomarcadores fue aceptada en los años 80. Aunque la mayoría de estas técnicas se

abrieron camino a mediados de la década de 1970, los problemas de comunicación, más la resistencia al cambio retrazaron alrededor de 10 años la aceptación de los métodos geoquímicos. Finalmente la relevancia de la geoquímica prevaleció a partir de que la existencia del petróleo resulta de la interacción de procesos físicos y químicos controlados por la historia geológica de una cuenca. Esta comprensión condujo a finales de la década del 70 al concepto de “Sistema Petrolero”, el cual enfatiza la historia dinámica de procesos y eventos geológicos. Los procesos químicos al comienzo de la cadena de eventos llevan a la existencia de petróleo: la deposición de horizontes generadores y transformaciones Termo- cinéticas de la materia orgánica preservada conllevan a la formación de petróleos. Los procesos físicos controlan los procesos de migración y entrapamiento. El tiempo correcto de los eventos es la esencia para el desarrollo de acumulaciones de petróleo comercial.

La aplicación del método de los Sistemas Petroleros, es muy reciente en Cuba (J. G. López et. al 1995) y quedan aún muchos aspectos por definir en los mismos.

Todos estos aspectos y herramientas desarrolladas, contribuyeron al surgimiento del concepto de *Play Exploratorio*, que no es más que un modelo desarrollado en la mente de los exploradores (geólogos/geofísicos) de cómo un conjunto de factores geológicos pueden ser combinados para producir acumulaciones de hidrocarburos en un ambiente geológico específico dentro de una cuenca sedimentaria. Así, un play puede ser definido como “*una familia de campos petroleros descubiertos y prospectos no perforados (yacimientos potenciales) que se cree que compartan aproximadamente los mismos reservorios, sistema de carga de hidrocarburos, sello regional y mecanismos de entrapamiento*”, (Jones, 2003). En otras palabras y de modo resumido se puede definir entonces como “*una familia de trampas geológicamente similares*”.

Un hecho que caracteriza a yacimientos pertenecientes a un mismo tipo de play es que las reservas recuperables de éstos presentan una distribución normal, lo cual es de mucha importancia para la predicción de reservas no descubiertas a partir de las ya conocidas (Meneley, 2003).

La figura IV.1.1 representa un esquema donde se plasman los planteamientos de Magoon y Dow (1994), los cuales afirmaron que por primera vez estos conceptos deben ser vistos cada uno como niveles separados para la investigación de hidrocarburos, cumplimentando en cada uno de estos niveles determinadas tareas, de modo que se logre, en la medida que aumenta el nivel de la investigación, disminuir el riesgo exploratorio, logrando esclarecer la génesis y habitud de los

hidrocarburos. Así, las investigaciones de las cuencas sedimentarias se encargan de describir las secuencias estratigráficas y estilo estructural de las rocas sedimentarias. Los estudios del sistema petrolero describen la relación genética entre una roca madre generadora determinada y el petróleo resultante. Las investigaciones de los plays por su parte se encargan de describir una serie de trampas y prospectos y determinar si tienen valor económico y si son explotables con las tecnologías y herramientas disponibles.

Como se observa en la figura mencionada, las investigaciones de cuenca sedimentaria y sistemas petroleros, las cuestiones económicas no son significativas y no se requiere la realización de grandes inversiones; en tanto que en el análisis y evaluación de plays y prospectos, éstas si son esenciales, se requiere un mayor grado de conocimiento y la inevitable aplicación de costosos métodos de prospección.

Una interiorización del concepto de sistemas petrolero, indica que son varias las disciplinas que intervienen en la determinación de los distintos elementos y procesos de los sistemas petroleros en la región de estudio. Por eso, para estos estudios se utilizaron la inmensa mayoría de los trabajos e investigaciones realizadas en el área.

En el caso particular de nuestro país, el grado de enmascaramiento que presentan estos sistemas ocasiona que en algunos casos no se conozcan algunos de sus elementos y no sea posible definir otros con toda seguridad. Esta situación provoca que en muchas áreas no haya sido posible definir correctamente sus nombres, extensión y potencialidad.

En la tabla 4 se muestran las incidencias de los factores geo-económicos en cada uno de los niveles de la investigación.

En dicha tabla se resume como y en que medida es la incidencia de cada uno de los factores geo-económicos para cada uno de los niveles de las investigaciones.

La evolución de la concepción de la exploración petrolera en determinados niveles condujo al concepto de cadena del valor del proceso exploratorio. En la figura IV.1.1 se aprecia que este enfoque se logra a partir del reconocimiento de estos niveles y así emprende el proceso de la investigación a través del análisis y evaluación de cada uno de ellos.

En este sentido también se introducen las metodologías para establecer y definir las diferentes etapas de la cadena del valor del proceso de exploración- producción, en base a las cuales se clasifican los proyectos y prospectos exploratorios, así como los procedimientos para el análisis económico integral de los mismos.

En la Figura IV.1.2 se presenta una síntesis del funcionamiento del proceso de exploración – producción, observe como existe un incremento de las actividades de ingeniería, la evaluación económica y el impacto de la actividad en el medio ambiente en la medida que se avanza en el proceso desde las etapas iniciales de la exploración hasta la últimas fases de la producción. Los métodos geológicos y geofísicos son muy utilizados en las primeras etapas y muy poco usados en las etapas finales de la producción.

Lo anteriormente planteado se puede generalizar en el proceso central genérico de la Exploración de Hidrocarburos que muestra la figura IV.1.3, el cual se ha conceptualizado como se vió en una cadena de valor en la que para cada fase se deben generar una serie de productos específicos que aseguran que el proceso fluya y agregue valor (Guzmán, 1999). Los productos de cada fase requieren de la aplicación de herramientas, tecnologías, sistemas y metodologías específicas para esa fase, así como ser efectuadas por especialistas con habilidades precisas para desarrollarlas.

La primera fase, establece la existencia de una acumulación de rocas sedimentarias, definir el tipo de cuenca, su edad, la conformación de su basamento, el espesor de los sedimentos, la historia de su evolución y su comportamiento estructural regional (Allen y Allen, 1990). La segunda fase implica la identificación y evaluación de los elementos y procesos esenciales de un sistema petrolero (Magoon y Dow, 1994).

La aplicación del concepto de sistema petrolero en la exploración de hidrocarburos ha tenido un impacto muy importante, debido principalmente a que mediante este enfoque se puede cuantificar el riesgo geológico donde se define la probabilidad de que los elementos del sistema petrolero han funcionado de manera efectiva y se cuantifica a partir de un proceso específico diseñado para ello.

Las tercera y cuarta fases son la conceptualización de un play hipotético y la evaluación del play establecido.

La siguiente fase es la evaluación del prospecto. Este proceso de evaluación es la base fundamental para establecer el riesgo geológico, y para calcular la distribución probabilística del volumen de hidrocarburos por descubrir. A partir de éstos se efectúa un modelado del posible desarrollo requerido para cada uno de los casos mínimos, máximo y más probable. Con base en los perfiles de producción de cada uno de los tres casos y los costos asumidos, se obtienen posibles flujos de efectivos, los que trayéndolos al valor presente permiten contar con un rango del posible resultado financiero del pozo a perforar. La fase correspondiente a la delimitación y

caracterización inicial de los yacimientos implica establecer los límites de la acumulación, sus reservas y su potencial de producción, así como las características petrofísicas de la roca almacén y de los fluidos, utilizando núcleos y registros geofísicos de pozo, dentro de éstos de mucha importancia para determinar micro estructuras el registro de imagen FMI (Brey y Pérez, 2007).

Los resultados del proceso de la cadena del valor es la determinación del inventario de oportunidades exploratorias y de la cartera de localizaciones aprobadas, las cuales se integran a los proyectos exploratorios, que de acuerdo de su nivel de riesgo, se clasifican en las siguientes categorías:

Evaluación del potencial, que corresponden a los proyectos que cubren las fases de análisis de la cuenca, identificación y evaluación del sistema petrolero y conceptualización del play hipotético.

Incorporación de reservas que cubre las fases de evaluación del play establecido y evaluación y documentación del prospecto.

Delimitación y caracterización inicial del yacimiento, que abarca la fase del mismo nombre.

IV. 2 Materiales y métodos empleados en el presente trabajo investigativo.

Como se puede observar en la figura IV.2.1 se muestra el organigrama de ejecución de los trabajos seguido, para llevar a cabo la investigación y la resolución del problema planteado. Como se observa, la investigación se dividió en cinco etapas de trabajo intensivo. La primera etapa consistió en la revisión bibliográfica del tema a tratar, se pudo realizar el análisis de la situación actual del sistema petrolero a nivel nacional e internacional, se obtuvo información de nueva adquisición, se localizaron las posibles fuentes de datos a utilizar en la investigación y se revisó la metodología que se lleva en la actualidad por las compañías extranjeras que operan en nuestro país y a nivel internacional y nacional sobre el tema.

La segunda etapa, consistió en la búsqueda de toda la información que se utilizaría para cumplimentar la investigación y resolver el problema científico por el que ésta surge. Dentro de esta información están todos los datos, esquemas, mapas, ideas ya establecidas, etc., que se toman como punto de partida para de ahí obtener los resultados esperados en el trabajo. Dentro del complejo de datos utilizados se encuentran:

- Campos potenciales: Grado de estudio del área, mapas de anomalías magnéticas de reducción Bouguer y mapas gravimétricos del área.

- Geoquímicos: Tanto de superficie como del subsuelo aportado por los pozos, consistieron en datos de calidad de los petróleos en Cuba Occidental, caracterización de los sistemas petroleros, modelos geólogo – geoquímicos ya elaborados, mapa de distribución de los sistemas petroleros, mapa de manifestaciones superficiales y en pozos, entre otros.
- Sísmicos: Datos que resultaron el grado de estudio sísmico 2D del área de los años 2003 - 2004, la interpretación de los datos obtenidos, resultados de éstos levantamientos y mapas estructurales derivados de las interpretaciones realizadas en Digicupet.
- Geológicos: Datos consistentes en mapas geológicos re-editados por el Instituto de Geología y Paleontología (IGP) en formato digital a escalas 1: 250000 y 1:100000, esquemas geológicos, secciones geológicas transversales, entre otros materiales de contenido geológico.
- Geomorfológicos: Esquema morfo-tectónico del área de estudio.
- Datos de Pozos: Se utilizaron los datos de los pozos del sector de Majaguillar, Martí y sectores aledaños, todos pertenecientes al Bloque 9.

Todos los materiales anteriormente mencionados se recopilaron en el Archivo Técnico del Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) y en la Biblioteca Digital de la UCTB de Geofísica Digicupet.

Una vez concentrados todos los datos necesarios se pasó a la tercera etapa de integración de los mismos, en esta etapa se actualizaron algunos datos existentes hasta el momento y se confeccionaron nuevos materiales para una posterior interpretación. Los materiales que se actualizaron fueron los casos en que los datos obtenidos recientemente sugerían alguna modificación, así se logró actualizar el mapa de extensión geográfica del sistema petrolero de la familia I de crudos cubanos presente en el área de estudio, el modelo geólogo – geoquímico para el área, el esquema de los posibles plays encontrados en el área, con el reestudio de los pozos del área se pudo modificar el modelo estructural para la zona de Majaguillar – Martí.

Los materiales elaborados consistieron en lo siguiente:

Realización de un esquema que muestra la distribución del comportamiento del campo magnético, confeccionado a partir del mapa magnético integrado por los diferentes levantamientos magnéticos del área, un mapa grado de estudio del área. Se modificaron los esquemas sobre los diferentes plays existentes en el área y las zonas aledañas desde Varadero

hasta Corralillo. La realización de un mapa de los plays presentes en el área de estudio. Todos estos materiales se presentan englobados en los resultados esperados al inicio de la investigación. En la cuarta y penúltima etapa se realizó la interpretación compleja de toda esta información y se analizó y evaluó el potencial petrolero del área. Una de las bases fundamentales de la interpretación fue la utilización del principio de analogía. Es decir que utilizando modelos ya establecidos en áreas bien conocidas, se logró la extrapolación hacia áreas menos conocidas, con el fin de predecir la distribución de los distintos tipos de plays y las condiciones en que estos se encuentran. Por último, en la quinta etapa se pasó a la confección de la Tesis.

Capítulo V. Desarrollo del Proceso Exploratorio.

El proceso exploratorio se realiza siguiendo los criterios de la cadena del valor, basado en lo fundamental, en el análisis y evaluación de los cuatro niveles básicos de la exploración. Este proceso se basa en el estudio escalonado de sus fases o etapas, partiendo de lo general para llegar a lo particular, siguiendo un orden según el valor de cada fase.

V.1 Análisis de cuenca para el área de estudio.

En esta primera fase del proceso exploratorio se hace un análisis de la cuenca en la que están involucrados los elementos esenciales del sistema petrolero presentes en el área de estudio, partiendo de su ubicación en la historia y evolución geológica hasta llegar a la configuración regional actual.

Primeramente, se hace un análisis y se definen los elementos que se formaron en la cuenca profunda del margen continental pasivo de Norteamérica – rocas madres y reservorio; y seguido los elementos y procesos que tuvieron lugar durante el cabalgamiento de las rocas del Arco Volcánico Cretácico sobre las rocas del margen continental a finales del Cretácico hasta el Eoceno Medio en el sistema de cuencas de antepaís cubano – reservorios, formación de trampas y sellos, etc.

V.1.1 Cuenca asociada al margen continental pasivo.

Como se planteó en el Capítulo II epígrafe II.3, esta cuenca se forma durante el Campaniano y Maestrichtiano Inferior, en ella se depositaron secuencias del margen continental, que en dependencia del ambiente de deposición de sus sedimentos, dados fundamentalmente por sus niveles de profundidad, se diferenciaron diversas zonas: Placetas, Camajuaní- Colorados, Remedios – Cayo Coco. Durante y finales del Campaniano ocurren los cabalgamientos de sur a norte de las rocas del margen continentales en forma ciega, lo que provoca el levantamiento de éstas y su posterior apilamiento, ocasionando la erosión de las mismas y la creación en ellas de porosidad vugular, que se observan en las rocas preexistentes; en igual tiempo en el norte ocurre el choque de las rocas del arco volcánico con las del margen continental, trayendo consigo

durante y finales del Campaniano el comienzo de la orogenia y en el Maestrichtiano un desarrollo de bioconstrucciones asociadas a la emersión de rocas sedimentarias de las cuencas del retroarco y de rocas volcánicas de las cuencas del intraarco. Es bueno destacar, que esta época también fue muy favorable para el crecimiento de bioconstrucciones en las condiciones de plataforma carbonatada de la UTE Remedios. Durante el Maestrichtiano y hasta el Eoceno Medio ocurren los cabalgamientos de las rocas volcánicas y las ofiolitas sobre las rocas del margen continental, siendo su terminación en el Eoceno Medio.

Se ha demostrado que en la mayoría de los yacimientos descubiertos hasta la fecha en el área de estudio y zonas aledañas, las rocas madres que dieron origen al petróleo se formaron en una cuenca similar; también se ha demostrado la capacidad colectora, dada en lo fundamental por la acción sobre éstas de procesos diagenéticos, corrosivos, tectónicos, etc.

V.1.2 Cuenca asociada al sistema de cuencas de antepaís.

Según Dickinson (1974) y Creaney (1992) las cuencas desarrolladas en el sistema de cuencas de antepaís, se relacionan con los frentes de los orógenos activos, pero el primero fue el que formalmente introdujo el término para describir las cuencas periféricas y retroarcos en las cuales el relleno sedimentario se deposita sobre la corteza continental o sobre el prisma sedimentario del margen que sufre el proceso de rifting.

Creaney (1992) usando la cuenca de antepaís del oeste de Canadá y el cinturón plegado como ejemplo, sugirió que las cuencas de antepaís deben su origen a la subsidencia isostática regional que resulta de la carga supracrustal de un cinturón plegado en desarrollo. Esta es precisamente la forma de subsidencia que da lugar al *foredeep*, en el cual se acumulan los sedimentos.

En la figura. V.1.2.1 se muestra un perfil sísmico en dirección N-S de la ZEE del Golfo de México, donde se observan las partes de un sistema de cuenca de antepaís, que se argumenta en los trabajos Giles y De Celles, (1996). En la figura se aprecia como el mecanismo de formación de este sistema de cuenca, provoca la deposición de sedimentos conjuntamente con las deformaciones tectónicas, o sea, los cabalgamientos de las rocas del paleomargen. Este proceso fue descrito para el caso de Cuba por Socorro *et al.* (2000) y Valladares *et al.* (2005), en este último se realiza la reconstrucción de la cuenca y se plantean las cuestiones básicas que deben ser resueltas en el nivel de la investigación.

En Valladares *et al.* (2005) refiere que las rocas de edad Terciaria sirven de reservorios en los principales yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados y que también están presentes en el área estudio, y están depositadas en este tipo de cuenca. También se reconoce que el sello regional de todos los yacimientos fue depositado en este tipo de cuenca. Como quedó planteado además (Valladares *et al.* 2005) que los procesos ocurridos en estas cuencas fueron los responsables en gran parte de la formación de las trampas presentes hoy y además de los procesos de generación, expulsión y migración de las rocas madres hacia las trampas.

V. 2 Sistemas Petroleros. Aspectos fundamentales.

Un Sistema Petrolero encierra una roca madre activa y todas las acumulaciones de hidrocarburos relacionadas genéticamente a ella. Este incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la acumulación exitosa de petróleo (Magoon 1994). Los elementos esenciales de un sistema petrolero son: la roca madre, los reservorios y los sellos; mientras que los procesos los componen: **el enterramiento de la roca madre, la formación de las trampas y los procesos de generación, migración y acumulación del petróleo.**

Hoy se acepta que el petróleo tiene origen biogénico, derivándose de plantas y animales, o mezcla de ambos. Después de muertos estos organismos retornan a la atmósfera como CO₂, a través de procesos oxidativos. Solo una pequeña cantidad (<1%) de esta materia orgánica es depositada en ambientes acuáticos reductores (deficiente en oxígeno), lo que contribuye a su preservación.

A medida que transcurre el proceso de sedimentación y se incrementa el enterramiento de los sedimentos ricos en materia orgánica, se producen cambios biológicos y químicos (diagénesis), los cuales permiten la formación de rocas madre de petróleo. Estas rocas madre bajo condiciones apropiadas de temperatura y presión pueden generar y expulsar hidrocarburos líquidos, los cuales subsecuentemente pueden migrar a trampas apropiadas donde se acumulan. Se conoce del infinito número de compuestos químicos que integran estos hidrocarburos. (Figura V.2.1)

Además del carbono y el hidrógeno, otros elementos como el azufre, oxígeno y el nitrógeno en muy pequeñas proporciones integran las moléculas de los compuestos que forman parte del petróleo, así como metales pesados, níquel y vanadio, formando parte como microelementos del mismo.

La concentración, la distribución molecular y otros aspectos químicos, que dan origen a los compuestos del petróleo, se derivan del tipo de materia orgánica, litología de las rocas (sedimentos) y el ambiente de deposición de los mismos (niveles de oxígeno, salinidad, temperatura, etc.) que dan origen a los petróleos.

Actualmente, los avances analíticos en el área de la geoquímica orgánica permiten identificar, con cierto grado de incertidumbre, a partir de los análisis de crudos, el ambiente de deposición, la profundidad actual y máxima y en ciertos casos, la edad de deposición de las rocas madre que los originaron.

Cuando estos datos son integrados con datos geológicos y geofísicos es posible identificar las rocas generadoras y así mapearlas y correlacionarlas con las respectivas acumulaciones de petróleo y gas.

La utilización de técnicas geoquímicas como: análisis físico - químicos (°API, contenidos de azufre, composición del petróleo y contenido de níquel y vanadio), cromatografía gaseosa, isótopos del carbono y biomarcadores, permite correlacionar petróleos entre sí y con rocas madres identificadas, estas correlaciones facilitan la determinación de cuantos tipos de hidrocarburos podrían existir en un área específica productora y sus respectivos grados de evolución térmica.

V. 2. 1 Clasificación genética de los petróleos.

En Cuba se ha confirmado la existencia de procesos de biodegradación en distinto grado, produciendo un empeoramiento de las calidades de los petróleos, lo cual dificulta su clasificación.

A partir de 1992 se realizan las primeras aproximaciones para hacer una clasificación genética de los petróleos cubanos, la primera de las cuales se publica en 1994 (Navarrete et. al., 1994). Posteriormente las clasificaciones se fueron perfeccionando a medida que fueron apareciendo nuevos datos y mayor información (López et. al., 1995; 1997 y 2001). En este material se tomó como base la clasificación establecida en López et al (2001).

De tal forma los crudos cubanos han quedado subdivididos en tres familias genéticas:

- **Familia I:** Hidrocarburos generados por rocas madres carbonatas con cierto aporte arcilloso, a partir de materia orgánica fundamentalmente marina depositada en ambiente

reductor. En esta familia la mayoría de los petróleos tienen bajas gravedades API (entre 10 y 25°), altos contenidos de azufre (entre 1,68 y 7,44%). En todos la relación Pr / Ph es inferior a 1,5 y hay predominio de C₂₇ sobre C₂₈ y C₂₉ esteranos. Estos resultados indican un origen mayoritario a partir de materia orgánica de tipo marina (Fitoplancton), depositada en un ambiente reductor. Las altas relaciones C₃₅/C₃₄ hopanos; bajas relaciones C₂₉/C₃₀ hopanos y los valores de la composición isotópica de Carbono 13, indican que la roca madre fue depositada en un ambiente marino carbonático algo arcilloso. La mayoría de los crudos estudiados de esta familia se han encontrado en condiciones de baja maduración.

- **Familia II:** Hidrocarburos generados por rocas madre carbonatadas con materia orgánica principalmente marina depositadas en ambiente reductor. Los petróleos de esta familia se caracterizan por más altas gravedades API (21.70 - 45.40) y más bajos contenidos de azufre (0.09 -1.62) que la Familia I. Las relaciones Pr / Ph < 1.5, así como las relaciones Pr / nC₁₇ y Ph / nC₁₈ pueden considerarse en el mismo rango que los encontrados en la Familia I; pero a diferencia de ésta presenta una baja proporción de C₂₇ sobre C₂₈ y C₂₉ esteranos. Las altas relaciones C₃₅/C₃₄ hopanos y C₂₉/C₃₀ hopanos, así como los valores de la composición isotópica de Carbono 13, indican que la roca madre fue depositada en un ambiente marino carbonático. Es típica de estos crudos la relación C₂₉ > C₃₀ hopanos, lo que constituye un índice de diagnóstico que los diferencia de las familias I y III. Todo lo anterior los define como petróleos generados en rocas carbonáticas con poco o ningún aporte arcilloso y materia orgánica con muy poco aporte terrestre en ambiente menos anóxico que la Familia I.
- **Familia III:** Hidrocarburos generados por rocas madre siliciclásticas carbonatadas con materia orgánica marina con aporte terrestre, depositadas en condiciones menos reductoras que las familias I y II. Esta familia tiene los más bajos contenidos de azufre (entre 0,01 y 2,11%) y gravedades API entre 21,2 y 60.2°. En estos petróleos se registran las más altas relaciones Pr / Ph encontradas en este estudio, indicando un ambiente más óxico que en la gran mayoría de los petróleos de las familias I y II. La baja proporción de C₂₇ / C₂₈, C₂₉ esteranos indica que los crudos de esta familia se originaron a partir de materia orgánica con mayor aporte de material terrestre que las familias anteriores, lo cual se reafirma por los bajos valores de las relaciones C₃₅ / C₃₄ hopanos y C₂₉ / C₃₀ hopanos <

1, que sugieren origen en rocas madres con notable aporte siliciclástico (Hughes, 1984) y también por la composición isotópica de Carbono 13 de estos petróleos, que muestra orígenes tanto marino como continental.

En la figura V.2.1.1 se presentan las familias de petróleos presentes en Cuba y los yacimientos tipo de cada una de ellas.

V. 2. 2 Elementos esenciales del sistema petrolero.

Para que exista un Sistema petrolero tiene que existir la presencia del hidrocarburo en cualquiera de sus múltiples formas y volúmenes. (Maggon, 1994).

En la figura V.2.2.1 se muestra los dos sistemas petroleros principales establecidos en Cuba (López, J.G, 1998, 2001): El sistema de la Provincia Petrolífera Norte Cubana y el sistema de la Provincia Petrolífera Sur Cubana. La presencia de ambos sistemas petroleros está demostrada por el descubrimiento de 25 campos de petróleo y gas, así como por las manifestaciones de hidrocarburos presentes tanto en superficie como en pozos en todo el archipiélago cubano.

La integración de los datos estratigráficos y de modelos de constitución y de evolución geológica con los resultados de las investigaciones geoquímicas realizadas en el área, permiten plantear que las principales condiciones que garantizan la existencia de los diferentes elementos y procesos de los sistemas petroleros en el occidente de Cuba son:

- **Existencia de Rocas Madres**

Los estudios geoquímicos sobre las rocas madre realizados anteriormente en Cuba Occidental (Delgado, 2003) han reflejado la riqueza orgánica que presenta los sedimentos. La gran mayoría de las rocas de la cuenca profunda del margen continental, depositadas durante el periodo Jurásico Superior al Cretácico Superior Turoniano; así como los diferentes tipos de kerógenos presentes en cada uno de ellos.

Esta situación estuvo condicionada por la existencia de Cuencas Sedimentarias con abundante deposición de materia orgánica de diferentes tipos, sobre la base de la cercanía o aporte del continente y la profundidad, durante este periodo geológico. Otra condición que favoreció la existencia de las rocas madre, fue la escasa o ninguna variación de las condiciones de oxigenación en las cuencas durante el tiempo geológico en las que predominaron los ambientes reductores. Los ambientes anóxicos garantizaron la preservación de la materia orgánica a través

del tiempo geológico, hasta que estos sedimentos alcanzaron niveles de madurez que le permitieron transformarla en hidrocarburos.

La diversidad de materias orgánicas e incluso de mezclas, provocaron la existencia de más de una facies orgánica y por tanto la generación de más de un tipo genético de crudo. Como consecuencia de esto en Cuba Occidental existen varios sistemas petroleros, asociado cada uno de ellos correspondientemente a las Familias I, II y III de crudos cubanos.

La figura V.2.2.2, muestra la gran variedad de kerógenos presentes en las rocas madre de Cuba (I, II, II/III y III), incluso dentro de una misma formación; lo cual es consecuencia del ambiente de deposición que tuvieron estos sedimentos. En el propio gráfico Van Krevelen se observa el predominio de materia orgánica de tipo II, señalando que los sedimentos de cuenca de la parte más occidental (Sinrift, Grupo Esperanza y Rosario) tienen un mayor aporte de plantas terrestres en sus kerógenos, que las presentes en la región Habana - Matanzas y Centro, teniendo estas últimas una notable influencia de materia orgánica de tipo algal. Por otra parte, se aprecia en todas las UTEs una tendencia, en el tiempo geológico, a tener una mayor influencia marina (Fitoplancton) en los sedimentos más jóvenes, lo cual está en correspondencia con la profundización que sufrieron estas cuencas a partir del Tithoniano. Debe destacarse la presencia de kerógenos tipo II_s en las rocas madre de la zona Habana - Matanzas, según muestran las relaciones C / S de algunas muestras de las formaciones con características de rocas madre presentes en esa zona y por el alto contenido de azufre y las bajas gravedades API y madurez de los crudos generados por ellas.

- **Existencia de Reservorios.**

Se define como reservorio a toda roca que proporcione el espacio de almacenamiento para el petróleo dentro de los límites de la trampa. Para esto requiere tener una **porosidad** adecuada, la cual puede ser primaria (deposicional) o secundaria (diagenética o por fractura), que le permita almacenar una cantidad significativa de petróleo.

La **porosidad primaria** por lo general se relaciona con rocas clásticas: areniscas, conglomerados, brechas y se tipifica como intergranular y fenestral; la **porosidad secundaria** por lo general se relaciona con rocas carbonatadas y volcánicas y se tipifica como fracturada, vugular, moldica e intercrystalina.

El reservorio también debe tener una buena *permeabilidad efectiva* que le permita transferir e intercambiar fluidos, es decir, que pueda actuar como un conducto entre la roca madre y la trampa (migración), desplazar el agua de formación que inicialmente rellena la trampa y cargarla de los hidrocarburos migrados y posteriormente actuar como un horizonte productor.

Los estudios recientes realizados en el Centro de Investigaciones del Petróleo han permitido definir como los principales tipos de reservorios en Cuba Occidental los correspondientes a sedimentos carbonatados del margen continental norteamericano y a las facies colectoras sinorogénicas de la cuenta de antepaís Terciaria de la Fm. Canasí, a los que se asocian los mayores yacimientos petroleros de Cuba; aunque también existen hidrocarburos entrampados en las rocas del Terreno Zaza. La existencia de reservorios esta condicionada en gran medida, al predominio de rocas carbonatadas en las UTEs presentes en Cuba Occidental con gran capacidad para fracturarse y disolverse.

Durante el proceso de acumulación de los hidrocarburos en las trampas, en los carbonatos se producen microfracturas ocasionadas por la sobre presión que ejerce la saturación de los fluidos. Estos además son altamente corrosivos y pueden disolver los carbonatos, ocasionando la reapertura de fracturas tectónicas viejas y aumentar las creadas (Mateo, 2002). Todo esto conlleva a un consecutivo aumento de la porosidad efectiva y por consiguiente de la calidad de los reservorios. Otra condición que garantiza la presencia de reservorios lo es sin dudas, el proceso de cabalgamientos ocurrido durante el Cretácico Superior Campaniano- Eoceno Inferior; que provocó la creación de fracturas tanto en las rocas del margen continental como en las del Terreno Zaza.

- **Existencia de Sellos**

Puede definirse como una roca con pocos poros y sobre todo con una conectividad entre ellos casi nula (impermeable). Es decir puede actuar como sello toda litología que cumpla con la condición de tener una presión de desplazamiento mínimo, mayor que la presión fluctuante del fluido en la acumulación. Sin embargo en la práctica las litologías predominantes son las anhidritas, clásticos de granos finos y las rocas con horizontes enriquecidos en materia orgánica. En sentido general existen tres propiedades que determinan la calidad de un sello: la plasticidad, el espesor y la uniformidad del sedimento.

- a) **Plasticidad:** Es una propiedad que varia con la presión y la temperatura así como con la litología y se refiere a la capacidad de responder plásticamente (sin fracturarse) ante los

esfuerzos tectónicos. En los Cinturones Cabalgados donde las deformaciones y las fracturas son muy intensas, esta propiedad es muy importante a la hora de estudiar los horizontes sellantes de las acumulaciones. Las litologías que tienen una estructura poral muy fina y una matriz plástica (arcillas) pueden mantener sus propiedades sellantes aún bajo severas deformaciones.

- b) **Espesor:** Varios centímetros de una arcilla ordinaria son teóricamente capaces de atrapar una gran columna de fluido, por ejemplo una arcilla de 10^4 mm puede tener una presión capilar de 600 psi y ser teóricamente capaz de contener debajo de ella una columna vertical de petróleo de 915 m. Desafortunadamente es muy poco probable que en una zona cabalgada un horizonte de pocos centímetros de espesor pueda ser continuo, no fracturado y litológicamente uniforme sobre una acumulación. De esta forma el aumento del espesor de un sello es proporcional a su calidad y a la probabilidad de tener un buen estrato sellante sobre un prospecto.
- c) **Uniformidad:** La uniformidad es muy importante ya que se ha visto que modestas variaciones litológicas pueden provocar grandes variaciones de las propiedades capilares de las rocas sellos.

Es importante señalar que existen dos tipos de sellos:

Sellos Regionales: Son los que cubren los hidrocarburos migrados, y se caracterizan por tener grandes extensiones, espesores significantes y buena uniformidad lateral y litológica.

Sellos Locales: Son los que confinan las acumulaciones y son mucho más complejos que los regionales, y se producen principalmente por la actividad de las falla y deben ser cuidadosamente estudiados para determinar sus características sellantes en las tres dimensiones.

- **Enterramiento**

Es el proceso de un Sistema Petrolero que garantiza que una roca madre alcance un estado de evolución termal que le permita transformar el kerógeno en petróleo. Para lograr esta temperatura la roca debe ser enterrada por una sobrecarga. Este proceso puede ocurrir por la sedimentación continua, en cuencas tranquilas, o a través de apilamientos tectónicos, en los cinturones cabalgados.

Este proceso en Cuba ocurre en tres intervalos geológicos, asociado cada uno de ellos a las etapas tectónicas de la evolución geológica cubana, preorogenia, orogenia y postorogenia.

- **Enterramiento Preorogénico.**

En esta etapa el enterramiento ocurre por una sedimentación continua en las cuencas; y el nivel que alcanza es pobre y no garantiza una sobrecarga sedimentaria suficiente para que los sedimentos más antiguos alcancen temperaturas superiores a 100° C, pues el espesor total de la columna de sedimentos depositados durante el Jurásico al Cretácico Superior Turoniano no superaba los 2 500 m.

- **Enterramiento Orogénico**

En esta etapa el enterramiento ocurre por el cabalgamiento de las rocas del Arco Volcánico Cretácico y las ofiolitas sobre los Sedimentos del Margen Continental y posteriormente de ambos sobre el último. Este evento tectónico condicionó una sobrecarga sobre los mantos inferiores de los Sedimentos del Margen Continental que les permitió alcanzar temperaturas superiores a 100° C y así la maduración de las rocas madre. Los niveles de maduración alcanzados por las rocas madre en las distintas áreas va a depender de varios factores como son: Valores locales de los Gradientes Geotérmicos, Características Cinéticas del Kerógeno y Espesor de los Mantos Cabalgados (sobrecarga).

- **Enterramiento Postorogénico**

En esta etapa el enterramiento se debe a la deposición de sedimentos justo después de que concluyeran los cabalgamientos y tuvo dos implicaciones fundamentales:

1. Incremento continuo de la sobrecarga a los sedimentos del margen continental que ocasionó un aumento de los niveles de madurez alcanzados por las rocas madre de los mantos inferiores y sobretodo una migración hacia la superficie de la ventana de generación, que garantizó el aumento del espesor de la zona de cocina y de la cantidad de hidrocarburos generados.
2. Existencia de un nuevo manto tectónico que protege a las acumulaciones de petróleo de procesos secundarios que pueden afectar la calidades comerciales de los crudos tales como: biodegradación y lavado por agua.

Basados en los criterios antes planteados, se puede decir, que el papel principal en el enterramiento de las rocas madre y la creación de las zonas de cocinas, lo tuvieron los cabalgamientos y que en la etapa postorogénica estas condiciones fueron mejoradas.

- **Formación de las trampas**

En lo referente a las trampas, éstas se formaron en la última etapa de los cabalgamientos y plegamientos de las rocas del margen continental norteamericano y del Terreno Zaza, cuando ya las formaciones sinorogénicas asociadas a las diferentes UTE se habían formado.

Las principales trampas presentes en Cuba Occidental son combinadas, dependen de las características de los cabalgamientos en cada región. La mayoría se relacionan a la zona frontal de los mantos plegados y cabalgados del Margen Continental; estas pueden alcanzar grandes dimensiones, como demuestran los casos de Varadero con 30 Km.² (donde se calcularon 3 000 millones de barriles de petróleo in situ) y Boca de Jaruco con 20 Km.². En menor medida se vinculan a los plegamientos intermedios de los mantos cabalgados fuera de secuencia. Un segundo tipo de trampa presente, son las estructurales y se relacionan con zonas fracturadas dentro de los mantos del Arco Volcánico Cretácico (AVC) y las ofiolitas, a las que se asocian los yacimientos, Pina, Brujos, Jarahueca, Cruz Verde, Bacuranao, Cantel y Motembo (al AVC los 3 primeros y a las ofiolitas los restantes). Otro tipo de trampas estructural presentes en Cuba son las dominadas por las fallas transcurrentes relacionada a la etapa postorogénica, a las que se asocian las minas de asfaltitas que se han encontrado desde el Este de Pinar del Río hasta Ciego de Ávila. En el capítulo siguiente se describirán en detalle todos los tipos de trampas potenciales que se pueden esperar en el área de estudio.

- **Generación, migración y acumulación**

Estos procesos comienzan a partir del Eoceno y deben su causa a todas las condiciones analizadas anteriormente, desde la existencia de rocas madre hasta la formación de las trampas. Un análisis detallado de los elementos y procesos explicados anteriormente, permite plantear que los procesos de generación, migración y acumulación tuvieron varios momentos críticos (ver Figura V.2.1). Esto se debe a que al concluir los cabalgamientos y alcanzar un equilibrio térmico las rocas madre enterradas, comienzan a generar y expulsar hidrocarburos, parte de los cuales se entrapan en las estructuras formadas; sin embargo, estos procesos para un mismo manto ocurre en distinto tiempo e intensidad sobre la base de la profundidad alcanzada. Esta etapa describe el principal momento de estos procesos. Posteriormente, con la sedimentación de los depósitos post-orogénicos, las rocas madre alcanzan niveles superiores de madurez y otras antes inmaduras logran madurar, provocando la aparición de nuevos momentos críticos.

- **Generación**

Estos procesos (geración, migración y acumulación) comienzan a partir del Eoceno al concluir los cabalgamientos, los sedimentos enterrados alcanzan un equilibrio térmico tal, que permite que las rocas madres enterradas comiencen a generar y expulsar hidrocarburo hacia la superficie, hasta topar con rocas más densas impermeables, donde queda atrapado hasta formar un depósito. En la literatura conceptualmente se refiere a la transformación sistemática del kerógeno en hidrocarburos, siguiendo pasos diagenéticos y metamórficos específicos, producto al incremento de la temperatura y el tiempo.

- **Migración**

Es el proceso mediante el cual el petróleo luego de formarse es expulsado fuera de la roca madre y encuentran rutas de acceso hacia la trampa donde se pueden acumular.

Clásicamente el proceso de migración se puede dividir en:

1. Migración Primaria o Expulsión.
2. Migración Secundaria.
3. Migración Terciaria o Dismigración.

Migración Primaria o Expulsión: Es cuando una roca madre saturada de petróleo, producto del continuo craqueamiento térmico del kerógeno, comienza a expulsarlo fuera de ella debido a la presión interna que han provocado los fluidos generados. Esta va a depender del tipo y enriquecimiento de materia orgánica así como de su distribución dentro de la roca madre.

Una estimación de la eficiencia de la expulsión puede obtenerse al comparar el potencial generador inicial de la roca madre (obtenido por pirólisis de ROCKEVAL) con el que presenta una muestra de esa roca en la actualidad. Esta puede considerarse elevada para valores mayores al 70%.

Migración Secundaria.: Es el proceso mediante el cual el petróleo expulsado por una roca madre es transportado hasta la trampa. Una vez que los fluidos alcanzan los conductores (estratos porosos o fallas), probablemente el medio más efectivo para la migración es una fase continua de petróleo- gas, su movimiento va a estar condicionado por fuerzas boyantes verticales (dado por la baja densidad del petróleo comparada con el agua de formación) que deben exceder la presión capilar de los horizontes conductores. La velocidad de migración dependerá básicamente de la viscosidad y densidad del fluido, la inclinación y características de las capas conductoras y la actividad hidrodinámica del medio geológico. La distancia total de la migración secundaria de un

petróleo desde la roca madre hasta la trampa puede variar desde pocos cientos de metros hasta cien kilómetros. A esta etapa se vinculan las mayores pérdidas de hidrocarburos generados.

Migración Terciaria o Dismigración: Se refiere al escape del petróleo acumulado hacia la superficie (oil seep) o a otras trampas. Estos puede ocurrir a través de fallas, discontinuidades o del propio sello cuando la carga de la trampa alcanza una columna vertical de fluidos capaz de tener una presión boyante superior a la presión capilar de la secuencia sellante.

- **Timing favorable.**

Una relación temporal favorable entre la formación de la trampa y la generación de hidrocarburos (timing) es vital para la existencia de un sistema petrolero, ya que de ello depende que los hidrocarburos generados y expulsados por una roca madre encuentren un espacio geológico donde puedan acumularse.

En el caso particular del área de estudio el timing es favorable, ya que las trampas se formaron antes de comenzar los procesos de generación y migración. Esta afirmación se hace sobre la base de la existencia de varios yacimientos, pero un análisis detallado de esta relación permite a la autora hacer la siguiente reflexión: Si bien es cierto que ambos procesos fueron condicionados por los cabalgamientos, también lo es el hecho de que los mantos más profundos de los sedimentos del margen continental ricos en materia orgánica necesitaron un tiempo prudencial para alcanzar un equilibrio térmico bajo las nuevas condiciones estructurales y así poder transferir el calor en profundidad. Como se ha planteado en otros trabajos los procesos de generación y migración comenzaron en la etapa postorogénica (Delgado, 2003).

A partir del análisis anterior se puede apreciar que los elementos y procesos de los sistemas petroleros presentes en Cuba Occidental tuvieron un origen común, los cuales ocurrieron en un mismo tiempo geológico. Por esta causa estos sistemas tienen grandes similitudes y solamente van a existir pequeñas diferencias en sus elementos y las trampas.

V.3 Ubicación de los sistemas petroleros en el área de estudio.

La existencia de tres tipos genéticos de hidrocarburos en Cuba Occidental, podría significar también la existencia de tres sistemas petroleros en el área, sin embargo, en la figura IV.8 se puede observar, que en este caso existen dos sistemas petroleros diferentes que generan petróleo de la Familia III: el primero está presente en el área de Cantel, en la parte oeste del yacimiento

Varadero; y el segundo se encuentra en el extremo oriental del sector Martí, y que al parecer existe una continuidad del mismo hacia el área de Motembo en Cuba Central. El segundo sistema petrolero se aprecia en el sector norte del área, también con dos sistemas diferentes que generan petróleo de la familia I, que son: el primero ubicado en el comienzo de la Península de Hicacos, en el área Varadero – Litoral – Marbella, y el segundo en la Ciénaga de Majaguillar.

Atendiendo a lo anteriormente expuesto, se puede decir que para el área objeto de la investigación existen cuatro sistemas petroleros.

En la figura V.3.1 se aprecia la distribución areal de los diferentes sistemas petroleros presentes en el área de estudio, así como también la extensión del resto a Cuba Occidental; se destaca un cuadro de color rojo, el área objeto de la investigación, donde se observa hacia el sector norte de la costa, de la provincia de Matanzas (cuadritos en rojo) los hidrocarburos asociados a la Familia I de crudos cubanos, que según el corte de la columna estratigráfica son característicos de los sedimentos del Grupo Veloz de edad Jurásico Superior – Cretácico Inferior. Hacia la parte sur del área se aprecia la existencia de hidrocarburos asociados a la familia III de crudos cubanos, caracterizados por sedimentos de edad Cretácico Inferior – Cretácico Superior (parte baja) de las Formaciones Constancia y Carmita.

En la figura V.3.2 se muestra el mapa de distribución en planta de las diferentes secuencias generadoras de los tres tipos genéticos de petróleos cubanos, aquí se muestra la posición del modelo geólogo-geoquímicos elaborado para mostrar la relación en profundidad (geólogo-tectónica) que presentan hoy.

Por último en el sector de Varadero se presenta una situación un tanto diferente, en la figura. V.3.3 se muestra que hacia el sur en el yacimiento Cantel, tanto en serpentinitas como en las calizas de la Fm. Carmita, presenta petróleos de la Familia III., según los criterios geológicos y geoquímicos plasmados en dicha figura, lo cual permite establecer un nivel estructural inferior para los petróleos de la familia I presentes en el sector del yacimiento Varadero - Chapelín.

El modelo geólogo- geoquímico elaborado muestra la disposición de cada una de las secuencias generadoras de las diferentes familias de crudos cubanos, en niveles estructurales determinados, de mucha implicación práctica para la exploración. Además, se tienen bien caracterizados los sistemas petroleros presentes en el área de estudio.

El sistema petrolero más generalizado y más prolífero es el asociado a la Familia I de crudos cubanos presente en el área.

Capítulo VI. Caracterización de los plays y prospectos y análisis del potencial petrolero en el sector de estudio.

En este capítulo se pretende realizar en primer lugar la caracterización general de los plays exploratorios que se pudieran encontrar en el área de estudio, así como una evaluación de los prospectos identificados en el bloque objeto de la presente investigación. En segundo lugar, analizar las principales cuestiones que implican el incremento de los riesgos en la exploración del área, analizando cada zona por separado. Analizar las diferentes posibilidades de modelos de play a encontrar tomando como base yacimientos ya conocidos y realizar un pronóstico en base a éstas, sobre las perspectivas del área evaluando así el potencial petrolífero que presenta.

VI.1 Análisis de los posibles tipos de trampas presentes en el área de estudio.

Para la caracterización de los plays potenciales presentes en el área de estudio, es conveniente revisar primero los principales tipos de trampas -algunas comprobadas y otras hipotéticas-, que puedan encontrarse asociadas al Cinturón Plegado y Cabalgado cubano (Simon Petroleum Technology Limited, 1993).

Entiéndase por trampa a cualquier disposición geométrica de rocas que permita acumulaciones significativas de petróleo en su superficie. Una trampa incluye el reservorio, que es quien almacena los fluidos, y el sello, que impide que estos escapen. En la naturaleza podemos encontrar diferentes tipos de trampas sobre la base de su génesis, las categorías más significativas son:

- Estructurales.
 - a) Asociadas a Plegamientos.
 - b) Asociadas a Fallas.
 - c) Combinadas (plegamientos & fallas).
- Estratigráficas.
 - a) Primaria o Depositional.
 - b) Relacionadas a Discontinuidades.
 - c) Secundarias o Diagenéticas.
- Combinadas (estructurales & estratigráficas).

- **Trampas Estructurales.**

Son creadas por deformaciones post-deposicionales de un estrato que crea una estructura que permite la acumulación de hidrocarburos en su superficie. Estas son dominadas por pliegues, fallas o combinaciones de ambas (Figura VI.1.1)

Trampas estructurales asociadas a plegamientos.

Son aquellas que están dominadas por los plegamientos al nivel del reservorio y el sello, estas pueden exhibir una gran variedad geométrica. Se pueden agrupar en dos grandes grupos:

1. Relacionadas con fallas: Son plegamientos resultantes de una curvatura de un plano de falla, estos son estructuras muy comunes en los cinturones plegados (Figura V.1.1 B).
2. Las libres de fallas: Es el plegamiento resultante solamente del acortamiento de un estrato (Figura VI.1.1 A).

Trampas estructurales asociadas a fallas.

Son aquellas que están dominadas por fallas al nivel del reservorio y el sello, es decir es la propia falla la que construye la trampa, al poner en contacto la unidad sellante y al colector fuera de cualquier pliegue subordinado. Este tipo de trampa se puede subdividir en tres grupos, sobre la base de la naturaleza de la falla que la originó: 1. Normales, 2. Inversa, 3. De deslizamiento por el rumbo (Figura VI.1.2).

Trampas Estructurales Combinadas.

Son aquellas donde tanto los plegamientos como las fallas dominan al nivel del reservorio y el sello, es decir, ambas deformaciones son importantes a la hora de evaluar la trampa, este tipo de estructura son las más comunes en los cinturones plegados y cabalgados (Figura VI.1.3).

Trampas Estratigráficas.

Son aquellas donde la geometría de la trampa y la relación sello- reservorio, es determinada por una variación estratigráfica independiente a deformaciones estructurales. Pueden estar divididas en tres categorías, sobre la base de su relación temporal con la deposición de los sedimentos:

- a) Primarias o deposicionales,
- b) Relacionadas a discontinuidades,
- c) Secundarias o diagenéticas.

Las primeras son creadas por cambios en las deposiciones contemporáneas, sin asociarse a discontinuidades significativas. Estas trampas también pueden clasificarse según cambios

deposicionales laterales: Cuando se ponen en contacto reservorios potenciales y sellos a cortas distancias laterales (este fenómeno puede ocurrir tanto en siliciclásticos como en carbonatos), el cambio facial de reservorio a sello es gradacional, siendo posible encontrar una zona de reservorio no económico. También cuando ocurre un enterramiento deposicional del relieve: Las estructuras que caracterizan este tipo de trampa son las de arrecifes (Figura VI.1.4).

Las segundas como su nombre lo indica, son aquellas donde la combinación sello- reservorio y la geometría de la trampa está dominada por una discontinuidad.

Trampas Combinadas.

Algunos autores consideran trampas combinadas a aquellas que deben su origen tanto a procesos estratigráficos, como a estructurales, y ambos son esenciales a la hora de evaluarlas (Levorson et al, 1967). Sin embargo en la actualidad muchas personas utilizan el término, para referirse a trampas que presentan elementos estratigráficos y estructurales siendo su origen principal solo uno de los dos procesos. Participar de una u otra definición no es sinónimo de encontrar o no hidrocarburos, lo importante es saber reconocer las complicaciones estratigráficas asociadas a una trampa estructural o saber reconocer las modificaciones estructurales de una trampa estratigráficas. Esta idea puede ayudar a reducir los riesgos en la actividad de exploración.

Teniendo en cuenta el análisis anterior, se puede decir que en el área de estudio podrían estar presentes algunos de los tipos de trampas mencionados, los cuales podrían estar asociados o no a diferentes ambientes de búsquedas favorables para la exploración petrolera.

En el área de estudio tenemos dos tipos de play reconocidos:

- Play Veloz,
- Play Carmita – Santa Teresa

Cada uno con un estilo de entrapamiento determinado y con características peculiares.

- **Play Veloz**

En este play se reconoce el tipo de trampa: Dúplex (mantos sobrecorridos buzantes hacia tierra) y dentro de éste el subtipo Pliegues en escama tipo Placetas.

Se presentan en anticlinales fallados que poseen dimensiones entre 4 y 20 km², siendo sus ángulos de buzamientos de hasta 75° en su flanco norte, entrapados contra las fallas inversas longitudinales y en su flanco sur tienen de 45 a 60° de buzamiento. Las estructuras tienen de 5 a 10 km de largo por 0.8 a 2 km de ancho, aunque las perforaciones recientes en el yacimiento

Varadero han demostrado que tiene una extensión de aproximadamente 20 km, sin tener en cuenta las fallas transcurrentes sinestrales que pudieran desplazar las escamas lateralmente. Se plantea dicha continuidad debido a que estas no constituyen por lo general fronteras hidrodinámicas.

En los reservorios predominan las rocas carbonatadas con doble porosidad, (porosidad primaria y de fractura) asociados a las Fms. Morena, Ronda y Cifuentes (paquetes IV y V) principales productores en el área de estudio en la UTE Placetas. La porosidad primaria o de matriz alcanza valores de 8% como promedio, con valores máximos de hasta 21%. La porosidad secundaria, fundamental en el comportamiento productivo, fue mejorada por la acción de flujos corrosivos, que provocaron la creación de vórgulos y en ocasiones cavernas (Mateo, 2002) que incrementó la permeabilidad hasta el orden de las decenas de Darcy y la porosidad al orden de los 14–18 %. Este tipo de trampa se encuentra fundamentalmente desarrollada en casi toda el área y como ejemplo tenemos los yacimientos: Majaguillar, San Antón, Cantel, Martí y otras áreas aledañas. El petróleo es de baja calidad con gravedades entre 8 y 20° API y contenidos de azufre que varían entre 1.5 y 6 %.

El sello lo constituyen las arcillas de la Fm. Vega Alta de edad Paleoceno-Eoceno Medio parte baja, mientras que el reservorio lo constituyen las rocas carbonatadas fracturadas del Grupo Veloz.

- **Play Carmita –Santa Teresa.**

En este play se presenta el tipo de trampa denominado de *Fallamiento Inverso* el cual se presenta en pliegues escamas dentro de un mismo apilado. Estas escamas son una serie de pliegues de menores dimensiones que los del play Veloz, dado a que el espesor efectivo cabalgado alcanza como máximo de 500 a 600 m. Las dimensiones de las escamas son de aproximadamente 600 m de ancho por 800 m de largo y un espesor productor de 50 m como promedio. Las diferentes escamas en su conjunto forman yacimientos de hasta 9 km² de área. La Fm. Carmita del Cenomaniano –Turoniano, constituye los horizontes B y C los yacimientos Yumurí, Varadero y Cantel, estando representada por calizas, calizas organógenas fragmentarias, rocas silíceas, intercalaciones de finas capas de arcillas, presentando alguna dolomitización con bitúmen y petróleo denso en las fracturas y estilolitos. El tipo de porosidad es fracturado – interpartícula con una porosidad abierta de 7.6 % con un rango de 5.3 a 8.5 %. La Fm. Bacunayagua que constituye la capa A en el argot de la producción, generalmente está asociada a este tipo de play. El sello de

estas secuencias es un paquete del miembro los Mangos (Fm Vía Blanca) o en su defecto las serpentinitas alteradas que las sobreyacen tectónicamente.

En el área están presentes al sur de las estructuras correspondientes al play Veloz y estructuralmente por encima, formando parte de las escamas emplazadas sobre éstas, presenta aproximadamente el mismo estilo tectónico que Veloz. Este tipo de estructura ha sido reconocida en los yacimientos Boca de Jaruco, Cantel Calizas, Varadero Sur, etc. y constituyen yacimientos importantes con petróleo de mejor calidad industrial que el presente en Veloz. Al respecto San Román (2003) plantea que es posible la delimitación de objetivos (*Leads*) en apilados de las Fms. Carmita y Santa Teresa a lo largo de la costa (Bloque -7) y al sur de los yacimientos conocidos en el bloque, además de la delimitación en la zona que denominó Pardo – Canimar.

VI. 2 Análisis del potencial petrolífero en el área de estudio.

De acuerdo a la constitución geológica del área y tomando en consideración los criterios analizados en su evolución en el contexto tectónico expuestos en el Capítulo II epígrafe II.3, se puede llegar a la conclusión de los aspectos principales que tienen incidencia en la determinación del potencial petrolífero de un área o una región determinada. Tomando como base además los criterios planteados relacionados con las principales características de las cuencas sedimentarias y sistemas petroleros, es posible delimitar las zonas en las que preliminarmente es factible encontrar acumulaciones importantes de hidrocarburos.

En la figura VI.2.1 se aprecia el esquema tectónico de Cuba Central (Dominio Las Villas) con los principales límites de cuenca y unidades de plataforma al norte. En la figura se observa que toda la zona de estudio se encuentra en un área de cuenca profunda donde se acumularon grandes clastos de sedimentos, provocado por los constantes movimientos de las fallas (Fallas Hicacos y Cochinos), originando que las rocas generadoras de gran potencial (UTE Placetas y Camajuaní) se depositaran debajo de las rocas del cinturón plegado y cabalgado cubano, queriendo decir esto, que es muy probable la existencia de la zona de cocina en toda esta región. Estas secuencias de cuenca sedimentaria además de ser colectoras se encuentran involucradas con los cabalgamientos y con las rocas del borde de plataforma. En la figura se observa la línea de color azul claro representando el límite de las secuencias de la UTE Placetas y la línea de color verde claro representando el límite de las secuencias de la UTE Camajuaní.

Para la evaluación del potencial gasopetrolífero del área de estudio se tomaron como base los criterios planteados en los capítulos precedentes y las siguientes premisas:

1. Se realizó la compilación de todos los datos sísmicos existentes en el área y zonas aledañas, con el objetivo de comprobar y esclarecer las estructuras existentes que pudieran estar asociadas a las rocas sinorogénicas del Cretácico Medio - Superior sobre el Arco Volcánico Cretácico, ó a la asociación ofiolítica.
2. Existen en el área canteras abandonadas como El Peñón, San Felipe y Angelita con innumerables manifestaciones superficiales, y pozos con hidrocarburos ligero y pesado, además de los yacimientos cercanos: Majaguillar, La Manuy, éstos en la parte norte del área, hacia el oeste del área tenemos los yacimientos de Varadero, Cantel, Guasima y la Bahía de Cárdenas y hacia el sur Martí y las Minas de Motembo.
3. Se reconocen como rocas productoras de petróleo en las UTEs Placetas y Camajuaní. Para Placetas: Fms. Cifuentes IV y V paquete, Veloz, Carmita – Santa Teresa con el sello regional Fm. Vega Alta. Para Camajuaní: las Fms. Jaguita y Margarita y como roca sellante la Fm Vega.
4. En las líneas sísmicas se han detectado una serie de formas geométricas positivas que podrían estar asociadas a potenciales trampas gasopetrolíferas. La cartografía de éstas se logró por el estudio de las secciones sísmicas conjuntamente con los campos potenciales.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, en conjunto con los datos recopilados en Cuba Occidental y los datos de los pozos Majaguillar 1, 3, 21, Este, La Manuy 1, 1X y San Antón 1X es posible establecer la delimitación tentativa de la extensión geográfica del sistema petrolero de la Familia –I de crudos cubanos como se vió en el Capítulo V epígrafe V.3. Como se observa en la figura VI.2.2, el área de estudio se encuentra asociada precisamente a una zona con desarrollo de esta familia de crudos y al sistema petrolero correspondiente.

Con las consideraciones hechas pensamos que ya es apropiado pasar a analizar las cuestiones fundamentales de los play del área de estudio.

VI.2.1 Análisis de los modelos de plays encontrados en los sectores Varadero - Cantel y Guasimas –Varadero Sur –Camarioca Norte.

Para este análisis utilizamos los modelos de los sectores de Varadero y Guasimas por ser los sectores con un elevado grado de estudio y presentarse éstos cercanos al área de estudio, lo que

en situaciones específicas podrían determinar regularidades importantes que pudieran manifestarse en otros sectores, por lo que, el análisis detallado de éstos nos puede conducir a establecer analogías con las zonas menos estudiadas y pronosticar que debemos esperar en éstas, como es el caso del área objeto de la investigación.

Primeramente analicemos el modelo de distribución areal de los yacimientos establecidos para el sector de Varadero - Cantel, un perfil aproximado Cantel, Varadero sur, Varadero, Marbella, Chapelín (Figura VI.2.1.1) y su mapa de ubicación (Figura VI.2.1.2), podemos determinar sus características geométricas específicas que pudieran tomarse como patrón; tenemos que, Cantel en serpentinitas y Varadero sur están separados a 2.3 km, Varadero sur a Varadero 2.8 km, de Varadero a Marbella 2.5 km y de Marbella a Chapelín 3 km. Esto da un total de unos 10 km para el desarrollo de todos los yacimientos. Aquí se puede decir, en cuanto a la geometría, que la distancia entre cada uno de los yacimientos para el sector Varadero – Cantel es notable, esto significa que geológicamente tenemos el desarrollo de los diferentes apilados a una distancia considerable, lo que al parecer está dado por una menor compresión de los éstos en la zona.

Además en la primera figura tenemos que hacia el sur se desarrolla el yacimiento Cantel en serpentinitas, el cual presenta petróleo de la Familia III, Cantel en Carmita - Santa Teresa, Varadero Sur y Guásimas en Carmita - Santa Teresa, con petróleos de la familia III y mezclas con la I, el yacimiento Varadero con petróleo de la Familia I, yacimiento Marbella Familia I y Chapelín Familia I. Si observamos nuevamente la sección transversal que aparece en la figura VI.2.1.1, se tienen que las principales acumulaciones en este sector es en el play de las serpentinitas se encuentran a profundidades desde 500 m hasta 1000 m. Las estructuras en Carmita, se presentan aquí a profundidades de 600 – 1200 m; por su parte el play Veloz en esta zona (play fundamental) se presenta a profundidades entre 1200 – 1400 m, en este caso con espesores saturados de petróleo del orden de los 650 m.

Los plays desarrollados hacia el sur presentan petróleos de la Familia III generados por las rocas de la Fm. Carmita, presentando los más norteños petróleos de la Familia I. Los petróleos de la Familia I tienen mayor capacidad de carga que los petróleos de la Familia III como se ha demostrado en el yacimiento Varadero, con reservas iniciales insitu del orden de las 750 millones de m³ de petróleo, esto multiplicado por un factor de recuperación del 5 % da un total de 37.5 millones de m³ de posibles reservas extraíbles.

Es notable el hecho de los pozos productores en el play en Carmita – Santa Teresa en el sector sureño son peores productores que el sector norteño, lo cual tiene una importancia práctica muy grande, debido a que si se considera esto como una tendencia general se presentarán en las ofiolitas las mejores acumulaciones, siempre y cuando éstas estén bien preservadas. De encontrarse éstas próximas a una zona de falla son llenadas con facilidad dejando al play Carmita- Santa Teresa con menores cantidades de petróleo. Esto se debe a que como estas acumulaciones se forman por dismigración, solo un pequeño por ciento del volumen total de petróleo acumulado en la parte inferior, sería capaz de migrar, por lo que las trampas deberían ser muy efectivas para la acumulación del petróleo. En tanto, cuando existe un desplazamiento de las escamas del play de Carmita –Santa Teresa y las ofiolitas se quedan rezagadas, entonces las mejores acumulaciones aparecen en el play Carmita- Santa Teresa.

VI. 2. 2 Análisis y evaluación del potencial petrolero del área desde el punto de vista de los plays y prospectos.

Como se planteó anteriormente, la aplicación de modelos bien conocidos a sectores menos conocidos por el principio de analogía es de gran utilidad práctica para la evaluación de las perspectivas de un área determinada por un lado, y el pronóstico de las posibles situaciones a esperar a partir del conocimiento de al menos una de las variables por el otro. Es decir, que conociendo en detalle los diversos modelos en los sectores conocidos, es posible extrapolar el que más se ajuste conociendo tan solo las cuestiones mínimas indispensables de los sectores poco conocidos, logrando acercarnos en gran medida a como se debe presentar el resto de los elementos.

Para analizar el área de estudio desde Majaguillar - Martí, es preciso en primer lugar esclarecer un tanto la continuidad geológica que esta área pudiera presentar y así tratarla en dependencia de su comportamiento. Comencemos analizando el régimen de esfuerzo que permitió la ocurrencia del sistema de fallas transcurrentes Hicacos y Cochinos respectivamente (Figura VI.2.2.1). La falla Cochinos (letra B) la cual atraviesa el territorio nacional de dirección NNW –SSE tuvo un efecto distal y con una aparición en el Oligoceno, la cual logra emplazar el sector Yumurí– Puerto Escondido (en el Bloque 7) más al norte conservando la misma alineación estructural que se tenía antes de su desplazamiento. A consecuencia de esta gran falla se forman otras y que son

visibles en el campo gravimétrico con dirección sintética a la gran falla Cochinos. Este efecto se observa tanto en el bloque 7 (sector oriental) como en el bloque 9.

La falla Hicacos, de aparición más tardía, probablemente en el Mioceno Temprano, con efecto hasta el Reciente, posee una dirección NE–SW (N50E) y provocó el desplazamiento en igual dirección del bloque 9 (zona de estudio) hasta su emplazamiento actual. De acuerdo a la elipsoide de esfuerzo, al conjugarse estas dos fallas de gran magnitud, una con desplazamiento distal y la otra sinistral, la dirección de la compresión (formación de fallas inversas y cabalgamientos) que se ejercen en igual sentido, provocó una alineación muy clara de las estructuras cabalgadas (anticlinales de rampa), formando el rumbo estructural cubano central con dirección NW–SE. Este rumbo se observa desde el sector oriental del bloque 7 hasta las inmediaciones de la antiforma Tunas–Holguín.

- **Interpretación gravimétrica y magnetométrica.**

El sector de estudio (perteneciente al bloque 9) presenta analogía con los sectores aledaños en cuanto a los campos potenciales y de ondas (Yacimiento Varadero). Los campos potenciales ayudan a definir sectores favorables para la exploración petrolera que se caracterizan por máximos locales débiles coincidentes con mínimos magnéticos dentro de mínimos gravitacionales regionales. Por tanto, la analogía con el máximo A (Motembo) puede suponer que B (Majaguillar – Martí) está generado por un cuerpo ultrabásico cuyo tope está más profundo, o que es más pequeño que su homólogo (A) de Motembo. En cambio el máximo C se supone generado por grandes cuerpos del Arco Volcánico Cretácico cuya base se encuentra a más de 5 Km. de profundidad (Prol J, 2009) (Figura VI. 2. 2. 2).

El campo magnético ΔT anómalo muestra correspondencia con el campo gravitacional. Especialmente se destacan máximos del campo magnético en los sectores de Motembo y Majaguillar respectivamente, ligeramente desplazados al sur en relación con sus homólogos del campo gravitatorio (Figura VI. 2. 2. 3) Como puede apreciarse los máximos magnéticos A y A' se ubican exactamente dentro del máximo gravitacional Motembo, indicando que el gran cuerpo protrusivo de ultrabásitas esta serpentizado en sus contactos; en tanto los mínimos interiores A'' y A''' se asocian a elevaciones de peridotitas muy densas y poco magnéticas. Este mismo criterio es extrapolable al máximo Majaguillar (B).

Por su parte todas las posibles elevaciones de los sedimentos de margen continental (y por consiguiente los sectores donde disminuye el espesor del Terreno Zaza) coinciden con los

mínimos magnéticos (a, b, c y d). Esto quiere decir que las áreas más favorables para la exploración petrolera son las de mínimos magnéticos, inclusive las que se encuentran más al norte del área, hacia la costa norte podrían resultar mejores, ya que se reconoce por los resultados de perforación que los pozos de esa parte (Mj. 3, Este 1, 21, Sen Antón 1X y La Manuy 1X) han resultado ser productores activos de petróleos de la Familia I de crudos cubanos.

- **Interpretación sísmica.**

Para evaluar el potencial gasopetrolífero del área se tomó como base la última campaña sísmica realizada en el área por la Compañía General de Geofísica (CGG) para SHERRYTT con el objetivo principal de evaluar el potencial de hidrocarburo del complejo Carbonatado del Cretácico y en particular el de alcanzar un horizonte productivo (sedimentos del Margen continental, AVC y las ofiolitas) para de esta forma esclarecer el comportamiento y la extensión del horizonte. Para este trabajo se ejecutaron un total de 268,325 Km. de líneas sísmicas realizados con Vibroseis (Supercamiones vibradores del subsuelo) y fuentes explosivas en aquellos lugares donde el acceso de los Vibro era imposible. Los parámetros de esta adquisición se encuentran en la tabla 5.

La sísmica adquirida se procesó en Polonia en el Centro de Procesamiento de Datos Sísmicos Geophysica Torun, se obtuvieron cortes en profundidad antes de la suma y la calidad del procesamiento de las líneas fue regular, ya que hacia la parte inferior del corte los reflectores se muestran desordenados y poco coherentes, sucediendo todo lo contrario para la parte superior del corte donde se pueden delimitar los horizontes sísmicos con claridad, así como también las cuencas sedimentarias, las fallas y los frentes de cabalgamientos entre otros.

En la figura VI.2.2.4 se aprecia una red de líneas poco densas, algunas en dirección sureste-noroeste y otras en dirección sur –norte, que fueron reinterpretadas para el presente trabajo.

La figura VI.2.2.5 muestra las secciones sísmicas reinterpretadas, en las cuales se correlacionaron tres intervalos sísmicos, los mismos muestran secuencias que se identifican por su imagen, que pueden contener o no reflectores y varían según el cuadro de onda vertical y horizontalmente en todo el corte:

Primer intervalo: Desde la superficie hasta los 200m se observan reflectores alargados, coherentes con buena expresión dinámica, con frecuencias medias y amplitudes altas, su base está marcada por un reflector de alta energía y continuo que calibrado con los pozos del área con las

rocas del Mioceno, además este reflector constituye el despegue superior de estas rocas en el área de estudio.

Segundo intervalo: Desde los 200 m. hasta 1000 m., se observan reflectores alargados y cortos poco continuos, subhorizontales o inclinadas con formas onduladas en su base, donde en algunos tramos se aprecia un horizonte continuo en el que llegan elementos en “onlap” y “toplap”, con amplitudes y frecuencias medias, que calibrado con los pozos del área representan la Discordancia del Eoceno Medio Inferior-Eoceno Medio.

Tercer intervalo: Comprende desde 1000 m. hacia 1800 m., el cuadro ondulatorio se muestra variable con elementos de reflexión cortos, generalmente sublongitudinales de frecuencias medias y amplitudes altas, los que en ocasiones adquieren formas plegadas.

Tomando toda la información de pozos disponible se correlacionó una envolvente de color verde y se construyó un mapa de estructuras por un horizonte cercano al tope de las secuencias carbonatadas del Grupo Veloz (Figura VI. 2. 2. 6).

El mapeo de las líneas sísmicas reveló 6 altos estructurales que se presentan en la tabla 6.

La estructura “A” está bien visible en las líneas sísmicas que la cortan, además de estar bien avalada por los pozos Mj.-2, intervalos: 1290-1700m con una producción de 24963 m³ ; Mj.-21, intervalos: 1265-1890m con una producción de 20242 m³; Mj.-3, intervalos: 1285-1450m con una producción de 43714 m³; Mj.-Este, intervalos: 925-948m con una producción de 2793 m³, los sedimentos de dichos intervalos son similares a los encontrados en el bloque central de Boca de Jaruco y también en el yacimiento Canasí y prácticamente en todos los pozos horizontales del litoral Habana -Matanzas los cuales funcionan como reservorios gasopetrolíferos y aquí están asociados también a entradas de petróleo. Las estructuras A’, B, B’ y C se aprecian con inseguridad en los cortes sísmicos; A’ y B sólo se observan en una línea sísmica (SHE2004-406); B’ y C su cierre es contra falla y además su correlación en las líneas sísmicas es insegura. La estructura “D” es visible en tres líneas sísmicas, en sus cercanías se encuentran pozos perforados con anterioridad (Mj.-21 y Mj.-Este-1), pero su cierre es contra falla lo que podría ser un riesgo para la exploración petrolera, ya que las fallas son una vía de migración de los petróleos hacia lugares favorables para su entrapamiento.

Esta área ha llamado la atención por poseer una configuración geomorfológica muy similar al área de Varadero-Península de Hicacos.

Haciendo una valoración de todo lo anteriormente expuesto y haciendo un análisis del modelo geólogo-geofísico (Figura VI. 2. 2. 7) del área y su comparación con los modelos de las zonas aledañas, los estudios de atributos sísmicos, el análisis histórico del área y los criterios de expertos, todo esto resume los criterios siguientes para evaluar en el área las zonas más perspectivas en la búsqueda de hidrocarburos en las rocas carbonatadas del margen continental, AVC y las ofiolitas:

- Las conocidas zonas de triángulo hundidas, preservadas en más medida de la erosión y el lavado por las aguas donde se encuentran los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) como son Varadero, Puerto Escondido, Boca de Jaruco y Majaguillar. Su continuación al este y oeste se presentan favorables y en nuestra área existen zonas con estas características.
- Adyacente a la zona de triángulo en la búsqueda de los pliegues anticlinales en el borde meridional de la cuenca frontal, donde se revelan máximos locales de poca intensidad dentro de un fondo regional mínimo de la gravedad como índice diagnóstico. Los reservorios aquí son mejores debido a la fracturación. Ejemplo de ello está el alto Majaguillar.
- Las estructuras de retrocabalgamiento formadas dentro de las cuencas constituyen direcciones de exploración. El borde meridional de estas cuencas es mapeable tanto por datos geofísicos como por datos geológicos al representar éste una estructura de despegue, el cual es el superior y los pliegues que se forman son a cuenta del retrocabalgamiento, formado por la estructura de reacción a la acción del esfuerzo sureste noroeste (dirección del empuje principal cubano). En algunas secciones sísmicas se observan estructuras positivas. (Figura VI. 2. 2. 8)
- La existencia de cuencas frontales al triángulo tiene gran significación desde el punto de vista de la generación de hidrocarburos, éstas alcanzan profundidades hasta de 4 Km. en el sector de estudio.
- En las secciones sísmicas interpretadas se observan reflectores alargados con buena expresión dinámica, de baja frecuencia infrayaciendo a las rocas del Terreno Zaza, suponiendo que éstos reflejan las rocas del margen continental. La detección por los métodos geofísicos regionales de una frontera (ondas de cambio de los terremotos), de baja velocidad infrayacente a las rocas del Terreno Zaza; por los métodos eléctricos

al igual se observa la presencia de un horizonte de baja conductividad a diferencia de los superiores de alta conductividad, asociado a rocas volcánicas y a las ofiolitas.

- La presencia de afloramientos de rocas carbonatadas del margen norteamericano dentro del dominio del Terreno Zaza (ejemplo el afloramiento de la UTE Placetas cerca de la localidad de Motembo).
- La extensión del mínimo regional norte cubano, sobre las rocas del borde septentrional del Terreno Zaza, limitado éste por la isolínea que divide, en el campo magnético: un campo tranquilo al norte y otro ruidoso de baja intensidad al sur.

Los criterios anteriores utilizados para la selección de las áreas perspectivas se corresponden a los mundialmente establecidos para las zonas de geología semejante a la que se describe. Estos son la detección, en el plano regional, de las zonas altas enterradas que han sido preservadas de la biodegradación tanto por no haber “caído” en áreas expuestas a la erosión como tampoco al lavado por las aguas meteóricas. A consecuencia de los esfuerzos de compresión y el plegamiento se desarrollan fracturas, que van a estar rellenas de hidrocarburos, también a la vez se desarrollan espacios vugulares debido a la erosión superficial, ocurrida anteriormente a la migración del petróleo. Estas zonas se encuentran formando alineaciones o trenes estructurales. La detección de estas alineaciones se ha logrado por el estudio de las secciones sísmicas, los campos potenciales y la geología de superficie.

- **Algunas consideraciones sobre la estructura “A”.**

Haciendo un análisis del mapa estructural revelado en la interpretación de las líneas sísmicas, la autora de la presente tesis opina que la estructura “A” clasifica como prospecto exploratorio para petróleo. La estructura es visible en cuatro líneas sísmicas en diferentes direcciones (SHE2003-02, SHE2004-404, 407 y 413), tiene buena correlación con las líneas sísmicas y el horizonte de interés calibrado con los pozos perforados en las cercanías Mj.-1, Mj.-2, Mj.-3 y Mj.-21; otro dato de pozo importante tomado fue el pozo San Antón-1X, pozo perforado y proyectado por la trayectoria de línea SHE2004-404 el cual cortó los carbonatos de la UTE Placetas a la profundidad de 2657mMD, que por los resultados de la perforación se conoce que esta estructura la forman una serie de mantos sobrecorridos de las rocas del margen; el primero de ellos alcanzados por las rocas más jóvenes que las alcanzadas en la parte final. Se presentan como apilados separados por secuencias sobrecorridas del paleoceno, depositadas en el sistema de cuencas de antepaís formadas en el frente de los cabalgamientos y sobre las rocas deformadas de

la Paleo-plataforma de Bahamas. Estas rocas que en su momento estuvieron fuera de frecuencia de los cabalgamientos, al incrementarse la deformación impuesta por el traslado desde el suroeste hacia el noreste de los mismos, quedaron embebidas dentro de ellos, presentándose en varios sectores como sello interno entre las rocas reservorio, visible en la línea SHE2004-404. Por lo tanto se propone un pozo exploratorio en la zona donde se encuentra la estructura “A”.

VI.2.3 Evaluación económica y análisis de riesgo del prospecto “A” para la perforación.

Según el análisis realizado en el epígrafe anterior (VI.2.2) y teniendo en cuenta los elementos geológicos y geofísicos que presenta el prospecto “A” , se procede al cálculo de las probabilidades de éxito que tendría para la perforación, utilizando el método de Monte Carlo, método de simulación que se utiliza para el análisis de riesgo – recompensa, el cual le permite al analista que realiza esta función distribuir los posibles valores o parámetros como son, los costos de la perforación, la recuperación de los recursos financieros empleados y los parámetros geológicos del prospecto como los espesores de capa, la permeabilidad, coeficiente de entrega, etc. La unión de todos estos parámetros nos permite conocer la incertidumbre y el riesgo que podría presentar el prospecto para la perforación y por tanto su rentabilidad.

En la figura VI.2.3.1 se muestra el conjunto de análisis y cálculos que se derivan para obtener al final un análisis general de decisión y riesgo, que se estima para realizar la perforación del prospecto “A”.

CONCLUSIONES.

1. Dada la complejidad geográfica y geológica que presenta el área de estudio fue necesario la integración y la combinación de las informaciones geológicas, geofísicas, geoquímicas, de pozos, etc., para con ello llegar a la utilización de una metodología de análisis de los sistemas petroleros para zonas de alta complejidad geológica. (figura VI.2.1.1)
2. Se logró demostrar el potencial gasopetrolífero del área con un análisis profundo de los sistemas petroleros existentes y su comparación con las zonas aledañas.
3. Se identificó el play Veloz como fundamental del área, presente además en zonas aledañas como Varadero, donde los petróleos pertenecen a la familia I de crudos cubanos.
4. Se identificaron y evaluaron las zonas con más perspectivas para la exploración petrolera, que son las siguientes: 1- las conocidas zonas de triángulo que se encuentran en el borde de las cuencas frontales, 2- las zonas adyacentes a éstas en búsqueda de pliegues anticlinales de rampas, 3- las estructuras de retrocabalgamientos formadas dentro de la cuenca, 4- las zonas donde existen afloramientos de las rocas carbonatadas del margen continental norteamericano y 5- la zona donde se extiende el mínimo regional norte cubano.
5. Dentro del área se mapearon seis estructuras, de ellas una ("A") considerada como prospecto y el resto como objetivos exploratorios. La estructura "A" presenta las siguientes características: tope a 1100m, cierre a 1300m, con un espesor de 200m, además es visible en las siguientes líneas sísmicas: SHE2003-02, SHE2004-404, 407 y 409.
6. Se modificó y actualizó el modelo geólogo – geofísico del área, así como el de yacimiento. (ver Figuras VI.2.2.7 y VI.2.1.2)
7. Se consideran zonas de alto riesgo para la exploración petrolera, aquellas donde la resolución sísmica es baja, zonas de campos magnéticos positivos y ruidosos y zonas de alta complejidad tectónica lo que aumenta el riesgo de averías durante la perforación, entre otras.
8. Se realizó el análisis de riesgo – recompensa para el prospecto "A", el cual arrojó como resultado un riesgo medio con una recompensa alta (13,70%).

RECOMENDACIONES.

1. Se recomienda la perforación de un pozo exploratorio en la estructura “A” con medios propios.
2. Ampliar el estudio de las fases y procesos de los sistemas petroleros a otras áreas de interés.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Allen, P.A. & Allen J.R., (1990). Basin analysis. Principles & Applications, Blackwell Scientific Publications, Oxford, London.
- Álvarez, J.; Otero R.; López J. O. Cruz. T. R.; Bóveda R. O.; Valladares A. S. Viera R. M.; Sánchez A. J.; Carmona F. J., Rodríguez-Loeches. J.; Sosa M. C., (1998). “Evaluación de LEADS para la exploración Bloques 6, 7, 8, 9 y 10”. Proyecto 2132 Etapa 1. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- Artemiev, G., López, S., Martínez, E. (1984-1985). Informe sobre los trabajos sísmicos PCP realizados con las fuentes no explosivas GSK-6 en el área San Antón-Martí-Corralillo. Provincia Matanzas. Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de la Habana, Cuba.
- Bachmann, R. (2001). “The Caribbean plate and the question of its formation. Institute of Geology, University of Mining and Technology Freiberg Department of Tectonophysics. Artículo Digital.
- Bally, W. and S. Snelson, (1980). Realms of subsidence, En Miall, A.D. Facts and principles of word petroleum occurrence. Canadian society of petroleum geologists, Memoir 6, p. 9-94.
- Brey, D. y Pérez Y., (2007). “Aplicación de perfiles de imágenes para el estudio micro tectónico de un campo petrolífero offshore en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba”. Memorias de II Convención de Ciencias de la tierra, Palacio de las Convenciones. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Corbea, L., Díaz, C., Padilla, I. (1986) Resultados del levantamiento aerogeofísico complejo en el territorio de la provincias Habana y Matanzas. Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de la Habana, Cuba.
- Creany, S. & Allan, J. (1992) “Petroleum Systems in the foreland basin of Western Canada”. En: Foreland Basins and fold bealts. AAPG Bulletin Memoir 5, Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de la Habana, Cuba. P.279.
- De Celles, P.G. y Giles K.A., (1996). Foreland basins systems, Basin Research., 8,105-123. En: <http://manhattan.unipv.it/sedgeo/Research.htm>
- Delgado, O., (2003). “Geoquímica de los sistemas petroleros presentes en Cuba Occidental”. Tesis en opción al grado de master en geofísica aplicada. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Ciudad de La Habana, Cuba. 87p.

- Dickinson, W. R., (1974). "Play tectonics and sedimentation", En: Dickinson, W.R., Tectonics and sedimentation. Society of economic Paleontologists (SEPM), special publication 22, p 1-27.
- Domínguez, R., Socorro, R., Rodríguez, R., y Domínguez. A. H., Toucet S., Sorá A., López, S., Arriaza G., Juara, M. Prol, J.L., Rifá, M., Sánchez, C.E., Gómez, R., Almejeiras, G., Sterling, N., Lastra, M., Diaz, A. (2001) Informe sobre la Generalización de la ZEE del Golfo de México. Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de la Habana, Cuba,
- Fernández, C.J., Hernández L.J, Pérez M.Y., (2007) "Análisis estratigráfico, ambientes de sedimentación y Evolución de la cuenca de antepaís según las Perforaciones horizontales costa afuera". Memorias de la II Convención de Ciencias de la Tierra. Palacio de las Convenciones. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Franco, G. L., González R. A, Recio Ana M., Furrázola G., Delgado R., Triff J., Blanco S., Millán G., Linares E., Gil S., Carassou G., Segura R., Álvarez H., Díaz Otero C., Díaz de Villalvilla L., Echevarría B., Pérez Rodríguez M., Fonseca E., Albear J., Milián E., Piñeiro E., Cabrera R., Dilla M., García D., De Huelbes J., Fernández G., Fernández J., Pérez Rodríguez E., Cobiella J. L., Montero L., Florez E., Perera C., Flores R., Zuazo A., De la Torre A., Coutin R., Orbera L., Pérez Arias J. R., Saunders E., Sánchez Arango J. R., Peñalver L. L., Franco G. L., Acevedo M., Ortega F., Cabrera M., Pérez Lazo J., Gutiérrez M. R., Barriento A., Artime C., Moncada M., (1994). Léxico Estratigráfico, © Instituto de Geología y Paleontología, Ciudad de La Habana.
- González, G.R. y Cruz Helu P., (1999). "60 Años de Exploración Petrolera en México". Boletín del 50 aniversario de la asociación mexicana de geólogos petroleros, A. C., Vol XLVIII, Número. 1-2. 3p.
- Guzmán, Baldizan A. (1999). "Estado de la Exploración petrolera en México". Boletín 50 aniversario de la asociación mexicana de geólogos petroleros, A. C., Vol XLVIII, Número. 1-2.
- Hughes, W. B. (1994)" Use of Thiophenic Organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources". AAPG Bulletin. Studies in geology 18, pp 181-185.
- Iturralde-Vinent M., (1998). "Sinopsis de la constitución geológica de Cuba". Acta Geológica Hispánica. V.33 N0 1-4, p 9 – 56.

- Iturralde-Vinent M., (2003). “The Conflicting Paleontologic versus Stratigraphic Record of the Formation of the Caribbean Seaway”, en C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG BULLETIN Memoir 79, p. 75– 88.
- Jones, K., (2003). “Exploration management, evaluation and finance”. Canadian Petroleum Institute, Material de curso impartido en el Centro Politécnico del Petróleo. 91p. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Klemme, H.D. y Ulmishek, G.F., (1991). “Effective petroleum sources rocks of the world: Stratigraphic distribution and controlling depositional factors. AAPG BULLETIN, Vol. 75, No. 12.
- Levorson, A.I., (1967). Geology of Petroleum. W.H Freeman & Co., San Francisco, 724p.
- López, J.G. *et al.* (2002). “Análisis de cuencas y evaluación del potencial de hidrocarburos del sureste del Golfo de México”. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- López, J.G. *et al.*, (1995). La geología de los sistemas petroleros de Cuba. Monografía. CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- López, J.G. *et al.*, (1997). “Escenarios y sistemas petroleros para la Exploración en Cuba”. Informe CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- López, J.G. *et al.*, (2001). ”Actualización del potencial de Hidrocarburos de la República de Cuba. Actualización del potencial de Hidrocarburos de Cuba para el Período 1998 – 2002”. Proyecto 2401. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- López, J.G., Álvarez J., *et al.*, (2007). “Actualización del potencial de hidrocarburos de Cuba para los años 2002 – 2006”, Proyecto 2401: Etapa 8: “Estudios y criterios de riesgos en Cuba (Final)”, Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- López, J.G., López J.O., Rocha M., (2001). “Petroleum Systems of the Caribbean. Regional study of the crude oils from Cuba”. Informe CENPES – CEINPET.
- López, J.O. *et al.*, (1997): “Actualización del potencial de Hidrocarburos de la República de Cuba. Calidad de los petróleos en los yacimientos de Cuba”. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- MacKay, P., Varsek, J., Kubli, T., Dechesne, R., Newson, A. & Reid, J. (1996) “Triangle zones and Tectonic wedges: an Introduction. Bulletin of Canadian Petroleum Geology. 44(2), I-1, I-5.

- Magoon, L.B. & Dow W.G., (1994). "The petroleum System: From Source to Trap". AAPG BULLETIN Special Publication Memoir 60, Archivo Técnico CEINPET.
- Mateo, E. (2002): Distribución y Evaluación de la Porosidad, Taller de Reservorios Carbonatados. CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
- Meneley, R. A., Calverley, A. E. Logan, K.G. & Procter, R.M. (2003) "Resource Assessment Methodologies: Currents Status and future direction". AAPG Bulletin, vol. 87, No. 4, pp. 535-540. Formato Digital.
- Navarrete, I., Campos, P. y López, J.G. (1994) "Origen de los petróleos cubanos a partir del estudio de los marcadores biológicos". Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de la Habana, Cuba.
- Pérez, Y., Valladares S., Brey D., Fernández J., Hernández J., Castro O., Álvarez J., (2007c). "Nuevo modelo evolutivo de la cuenca de antepaís Terciaria del norte de Cuba y modelo estructural de las trampas. Implicación para la exploración de hidrocarburos". Memorias de II Convención de Ciencias de la tierra, Palacio de las Convenciones. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Pindell, J. & Dewey, J.F. (1982). "Permo-Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico/Caribbean region". Tectonics 1:2, pp.179–211.
- Prol, J. (2009) Contribución de la gravimetría a la exploración de petróleo en el Archipiélago Cubano y sus aguas adyacentes. Tesis de Doctorado. Academia de Ciencias de Cuba.
- Prol, J., y Rodríguez M. (1986). "Informe sobre los resultados gravimétricos y magnetométricos realizados en la región Habana- Matanzas". DigiCupet. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Rose Peter, R. (2002). "Risk Análisis and Management of petroleum Exploration Ventures". AAPG BULLETIN Methods in Exploration series, No. 12, Pp17, 57-65.
- Rosello E., (2007). "Curso de Estilos estructurales en yacimientos de petróleos y gas". Centro politécnico del Petróleo. Ciudad de La Habana, Cuba.
- San Román, R. (2003). "Posibilidades de lograr objetivos con petróleo medio a ligero en el play del Cretácico Medio de la región de la Habana – Matanzas", Tesis en opción al grado de master en geofísica aplicada, Departamento de Geociencias, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Ciudad de La Habana, Cuba. 71p.
- Simon Petroleum Technology, (1993). "The geology and petroleum potential of the republic of Cuba". Chapter 7, Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de la Habana, Cuba. P7.1.

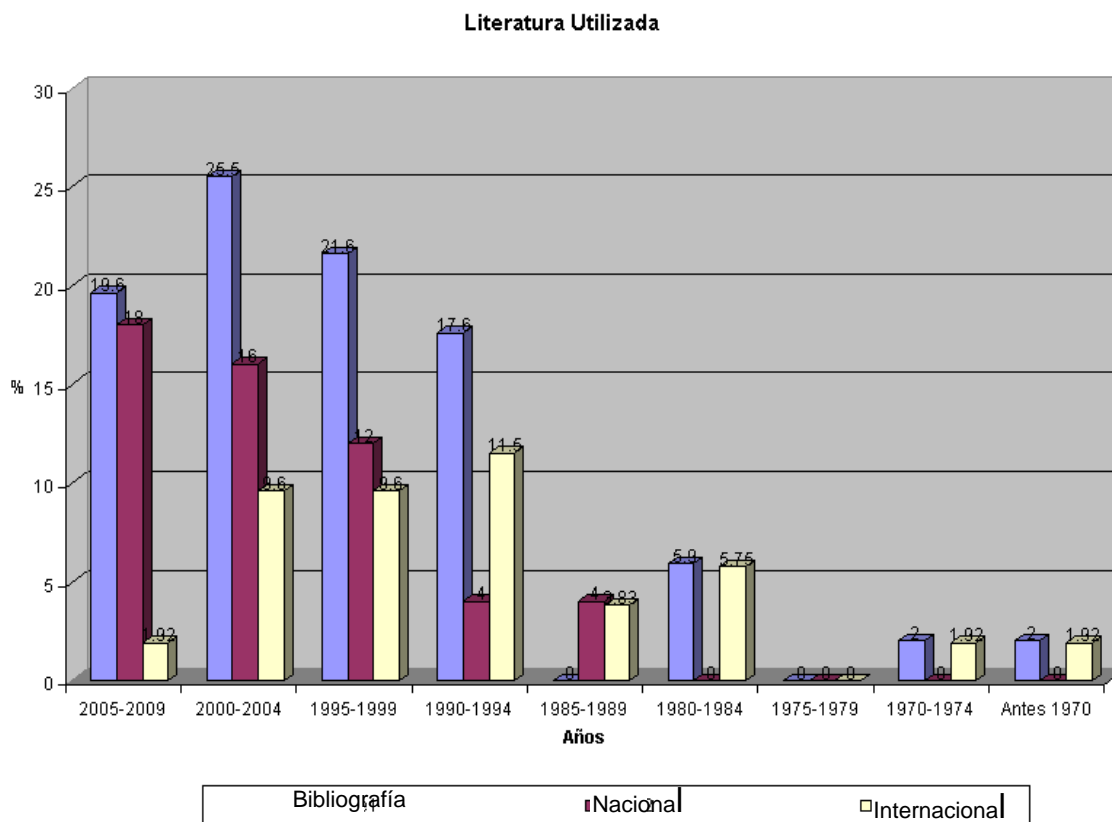
- Socorro, R., García, N., Lastra, M., Prol, J.L., Rifá, M., Amador, H. (2007) informe sobre la interpretación sísmica 2D en el Sector Oriental del Bloque 7 (Matanzas- Puerto Escondido). Proyecto 2810, E.7-4. Biblioteca Digital DIGICUPET. Ciudad de la Habana, Cuba.
- Socorro, R., Juara, M., Prol, J. L. (2000) Informe sobre la interpretación de la sísmica realizada por REPSOL. Archivo técnico CEINPET. Ciudad de la Habana, Cuba.
- Sosa, M.C., (2008). “Estudio estructural micro tectónico de la región Habana – Matanzas”. Proyecto 2401. Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Surdam, R. C. (1997). “Seals, Traps, and the Petroleum System”. AAPG BULLETIN Memoir 67, Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Valladares, A. S., Segura Soto R., Blanco Bustamante S., *et al.*, (1997). “Reservorios carbonatados en las rocas del margen continental pertenecientes al dominio Las Villas y en las bioconstrucciones del Cretácico – Terciario”. Informe proyecto 2006, Etapa 7. Archivo Técnico, CEINPET. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Valladares, S., Álvarez J., Fernández J., Hernández J., Pérez Y., Brey D., Domínguez A. López J.G. (2005). “Reservorios Terciarios de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba”, Proyecto 2612 Etapas IV. Archivo Técnico. Ceinpet. Ciudad de La Habana, Cuba.
- Valladares, S., Álvarez J., Fernández J., Hernández J., Pérez Y., Brey D., (2007). “Contribución al conocimiento geólogo – petrolero de la Franja Norte de Crudos Pesados Cubana, aportado por la Fm. Cretas Canasí”. Memorias de II Convención de Ciencias de la Tierra, Ciudad de La Habana, Cuba.
- Yungans, V., López, S., Rodríguez, R., Martínez, E. (1983) “Informe sobre los trabajos sísmicos metodológicos experimentales MPCP con la utilización de fuentes explosivas en la región Varadero-Cárdenas-Corralillo. Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de la Habana, Cuba.

Capítulo I. Estado del arte de la literatura consultada.

Tabla 1. Literatura consultada.

Quinquenio de edición.	Publicaciones por quinquenio							
	Total	%	Nacionales			Internacionales		
			Total	%	Consultadas	Total	%	Consultadas
2005-2009	10	19.6	9	18	9	1	1.92	0
2000-2004	13	25.5	8	16	8	5	9.6	2
1995-1999	11	21.6	6	12	5	5	9.6	2
1990-1994	9	17.6	2	4	2	7	11.5	2
1985-1989	3	5.9	2	4	2	1	3.83	1
1980-1984	3	5.9	0	0	0	3	5.75	2
1975-1979	0	0	0	0	0	0	0	0
1970-1974	1	2	0	0	0	1	1.92	1
Antes 1970	1	2	0	0	0	1	1.92	1
TOTAL	51	100	27	54	26	24	46	11

Gráfico 1. Distribución de la literatura consultada nacional e internacional.



Capítulo II. Características físico – geográficas y geológicas del área.

II.1 Ubicación geográfica del área.



Figura II.1.1 Mapa de ubicación del área de la investigación. (Adaptado por la autora)



Figura II.1. 2 Fotos que muestran las características físico-geográficas del área.

II. 2 Estratigrafía del área de estudio.

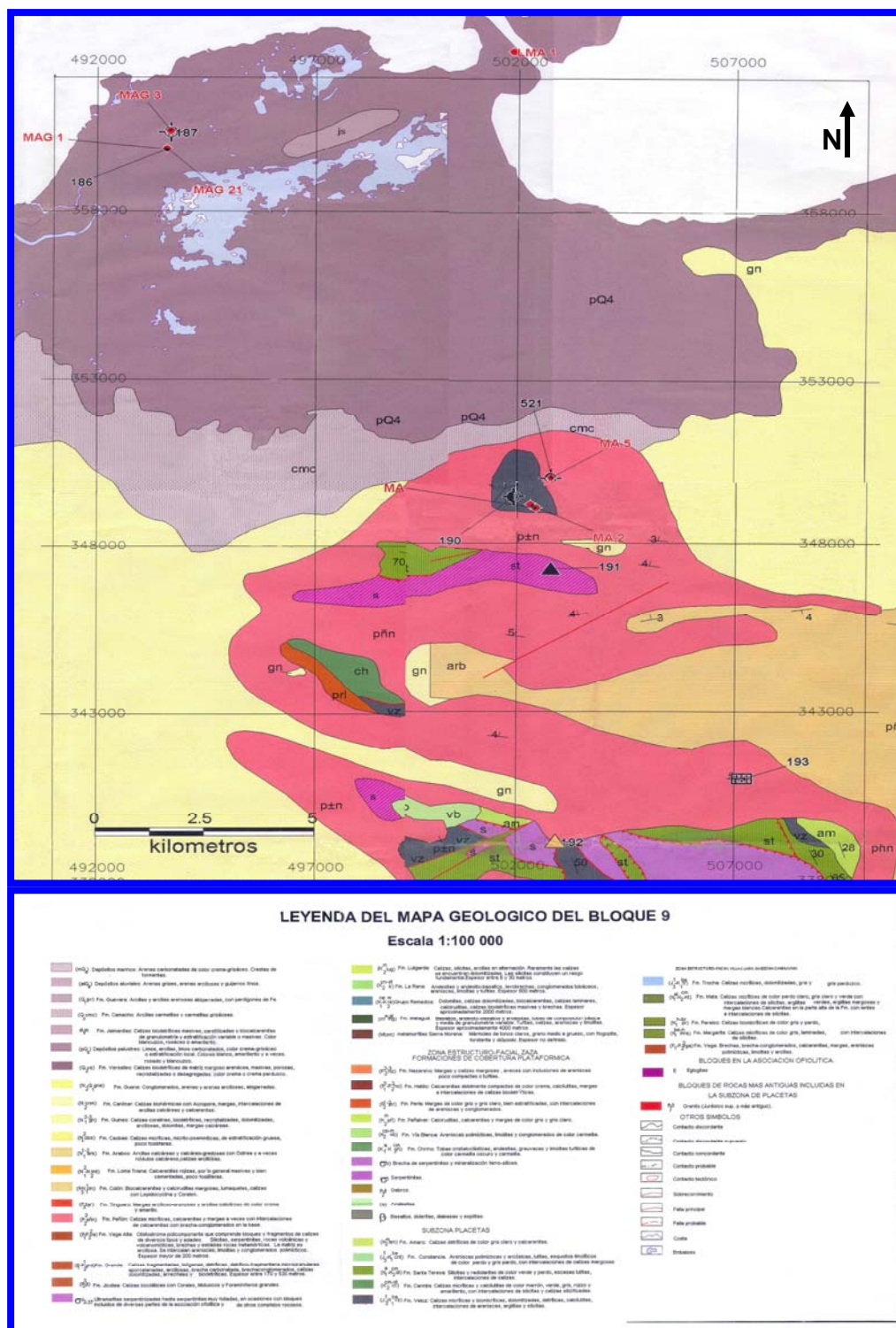


Figura II.2.1 Mapa Geológico del área de la investigación. (Sherrit, 2003; escaneado y arreglado por la autora)

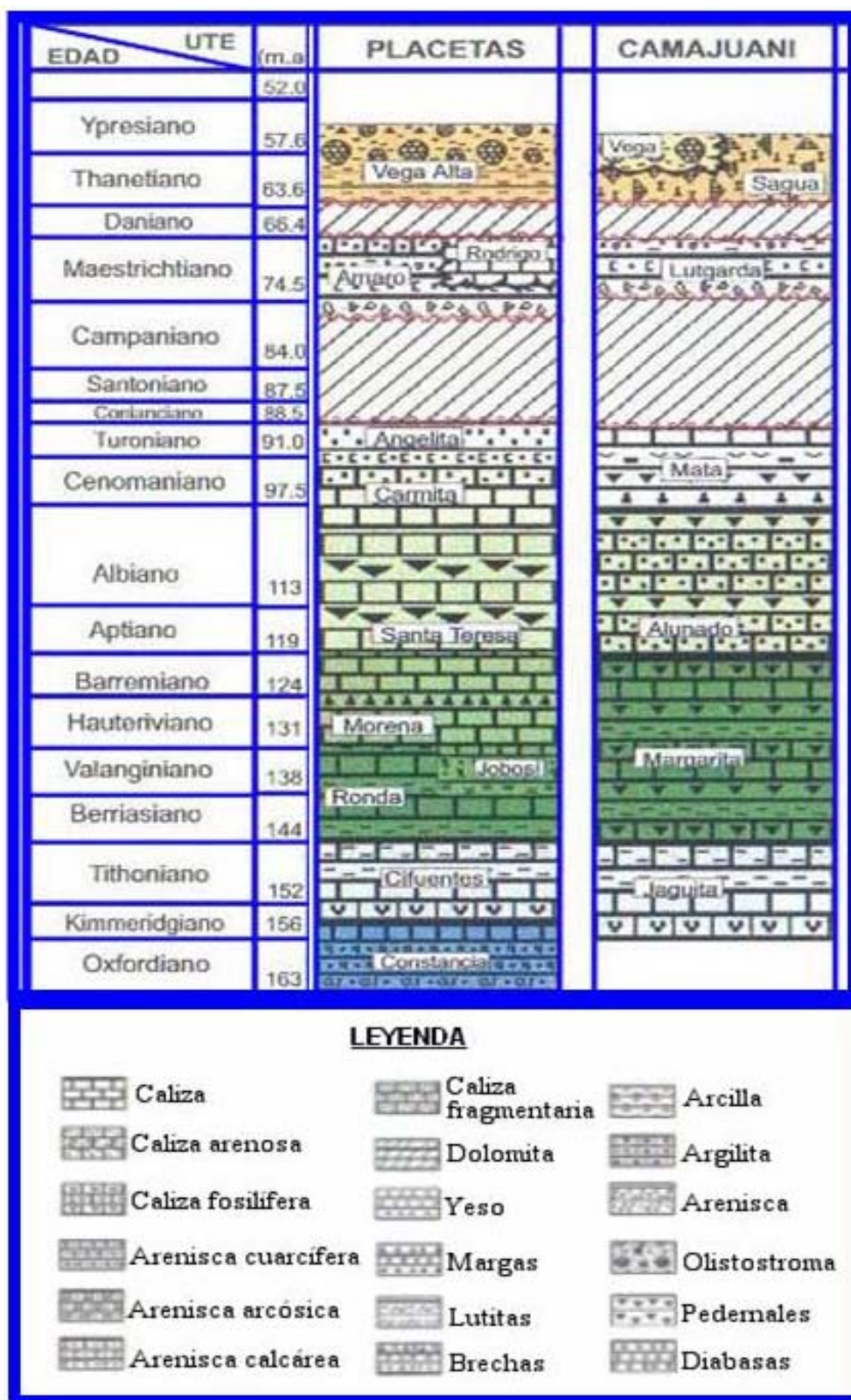


Figura II.2.2 Columnas Generalizadas de las UTEs presentes en el área de estudio. (Adaptadas y arregladas por la autora, 2010)

II. 2. 1 UTE Placetas.



Figura II.2.1.1 Foto que muestra la cantera abandonada en el flanco norte de la loma La Industria, donde se observa un corte compuesto por calizas algo dolomitizadas y margas arcillosas del Oligo – Mioceno. (Cortesía de García R., 2003)

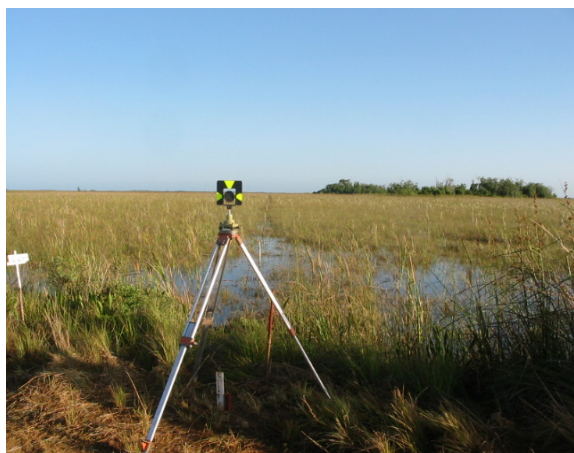


Figura II.2.1.2 Las fotos muestran el desarrollo de zonas pantanosas y turbosas hacia la parte más septentrional del área y zonas desprovistas de afloramientos. (Cortesía de García R., 2003)

II. 3 Tectónica y Evolución Geológica del área de estudio.

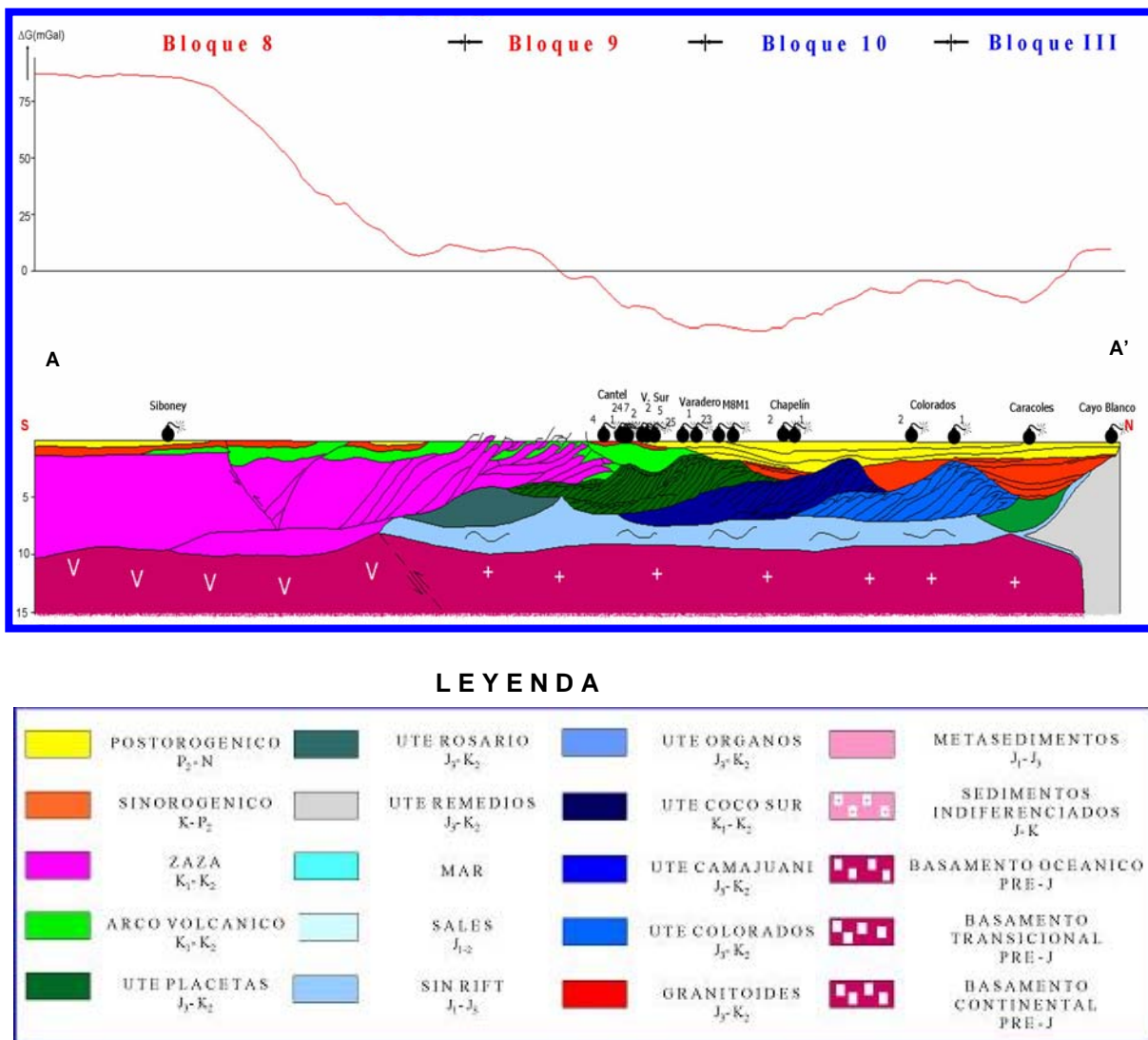


Figura II.3.1 Modelo estructural por la línea AA' Siboney – Cayo Blanco. (Tomada de Álvarez et al, 1998)

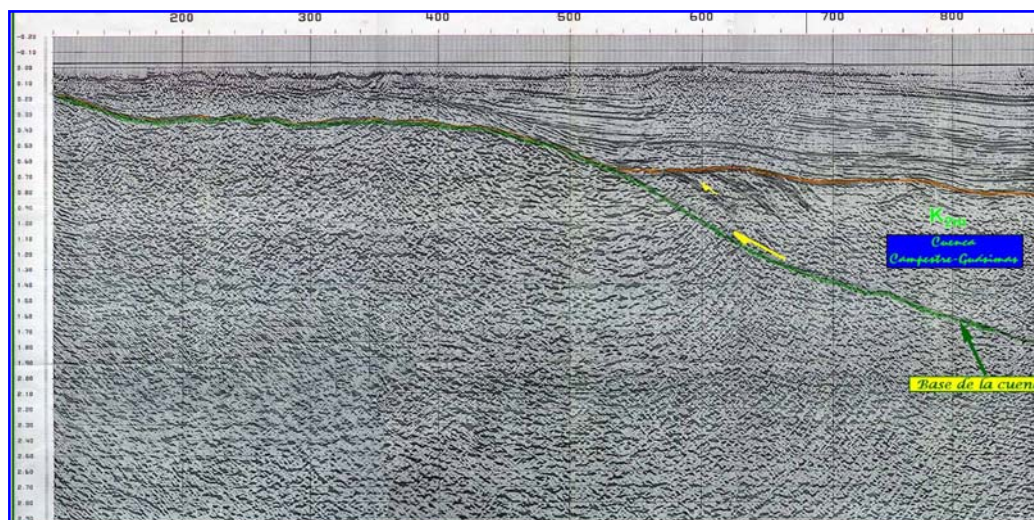


Figura II.3.2 Línea sísmica que muestra la profundidad de la cuenca Campestre –Guasimas. (Tomada de Álvarez et al, 1998)

Capítulo III. Grado de estudio Geólogo – Geofísico.

III.1 Investigaciones Gravimétricas y Magnetométricas.

Tabla 2. Grado de estudio de los diferentes levantamientos gravimétricos y magnetométricos del área de estudio.

Tipo de levantamiento.	Sistema gravimétrico de referencia.	Error medio Cuadrático del valor de anomalía en Reducción Bouguer.	Autores o Institución ejecutora.	Escala del mapa del informe.	Año de ejecución.
Terrestre. (Jovellanos-Colón)	Red gravimétrica nacional de 1969	$\pm 0.12 \text{ mGal}$	M. Rodríguez, J . Prol, J Sacristá,	1: 50 000	1985
Terrestre. (Martí- Itabo)	Red gravimétrica nacional de 1969	$\pm 0. 2 \text{ mGal}$	K. Kritsov V. Buliga	1: 25 000	1972
Terrestre (Ciénaga de majaguillar)	Red gravimétrica nacional de 1969	$\pm 0. 2 \text{ mGal}$	José Prol, M Rodríguez	1: 50 000	1978
Marino. Bahía de Cárdenas – Bahía de Santa Clara	Red gravimétrica nacional de 1959	$\pm 0. 5 \text{ mGal}$	K. Kritsov Yu. Chernokaltse v	1: 50 000 1:100 000	1966

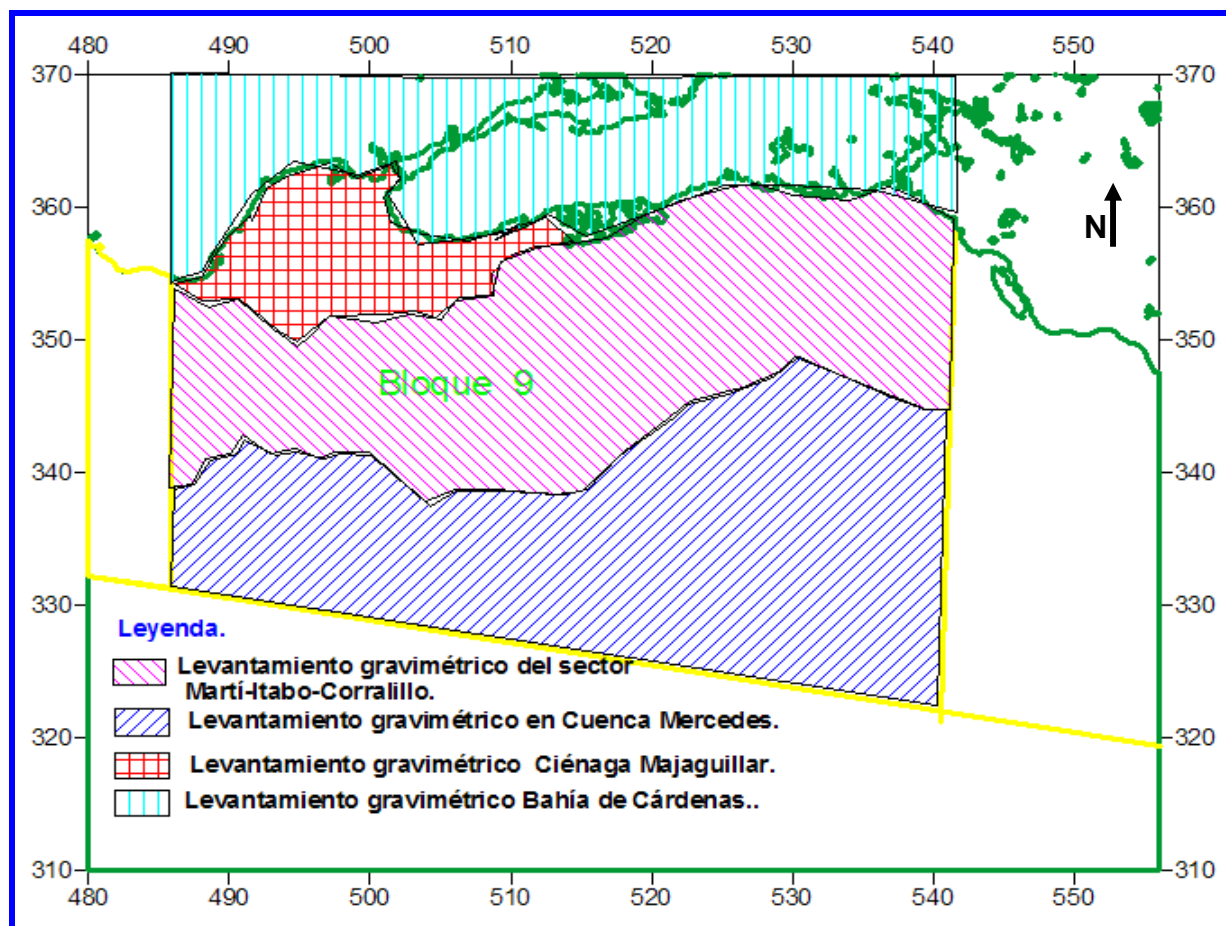


Figura. III.1.1 Mapa que muestra el grado de estudio de los diferentes levantamientos gravimétricos. (Prol et al, 2009)

III. 2 Investigaciones Sísmicas

Tabla 3. Grado de estudio sísmico para el área.

No.	Campaña Sísmica	Volumen sísmica 2D, km.	Metodología de Adquisición	Procesamiento
1.	CUPET- 581 1985	523	Fuente no explosiva GSK-6 Cobertura-1200%, 2400% Δ PE-10m	En Cuba CS ₃ M 1986-87 con migración Post stack
2.	CUPET- 1029 1987	50	Fuente explosiva. Δ PR-30 m Trazas- 96 Hodógrafo- 3200 m. Cobertura- 4800%	En Cuba. Sistema SS3M. Migración después de suma Reprocesados en Calgary (20 Km). Migración antes de suma.
3.	CUPET- 1056 1987	200 Marino	Fuente no explosiva. Δ PR-25 m Cobertura- 2400% Trazas- 48 Hodógrafo- 1175 m	50% en Cuba- Sistema SS3C. 50% en Riga (antigua URSS) Migración después de suma
4.	TOTAL- 1991	100 Marino	Fuente no explosiva. AIRGUNS Δ PR-40 m Trazas- 150 Cobertura- 7500%	París CGG. Migración después de suma
5.	Motembo CNW- 1995	74.70	Vibradores. Δ PR-25 m Cobertura- 1200% Trazas-240 Hodógrafo-3062.5m	Calgary. 1995. Migración después de suma.
6.	1ra etapa trabajos regionales CUPET 1984	150	Fuente no explosiva. Cobertura 2400 y 4800% Trazas- 96 Hodógrafo- 2400 m.	En Riga (antigua URSS)
7.	2da etapa trabajos regionales CUPET 1986	150	Fuente no explosiva. Cobertura 2400 y 4800% Trazas- 96 Hodógrafo- 2400 m.	En Riga (antigua URSS)
8.	CUPET- 1056 1987	200 Marino	Fuente no explosiva. Δ PR-25 m Cobertura- 2400% Trazas- 48 Hodógrafo- 1175 m	50% en Cuba- Sistema SS3C. 50% en Riga (antigua URSS) Migración después de suma
9.	1ra etapa trabajos regionales SHERRITT 2003	57.48	Fuente no explosiva: Vibraseis (4) -4 ms Fuente explosiva: Dinamita, 320 canales, CDP a 12,5 m., cobertura 160000%, disposición lineal de los receptores con una distancia entre grupos de receptores de 25 m.	Polonia (Geofísica Torún). Líneas migradas en tiempo y profundidad antes de la suma.
10.	2da etapa trabajos regionales SHERRITT 2004	120.18	Fuente no explosiva: Vibraseis (4) -4 ms Fuente explosiva: Dinamita, 320 canales, CDP a 12,5 m., cobertura 160000%, disposición lineal de los receptores con una distancia entre grupos de receptores de 25 m.	Polonia (Geofísica Torún). Líneas migradas en tiempo y profundidad antes de la suma.

Capítulo IV. Metodología para la orientación del proceso exploratorio.

IV.1 Aspectos fundamentales sobre la cadena de valor en el proceso exploratorio.



Figura IV.1.1 Esquema que muestra los niveles de exploración planteados (Magoon y Down, 1994), que abre paso a la cadena de valor exploratorio (modificado por López, 2007).

Tabla 4. Incidencias de los factores geo-económicos de los diferentes niveles de la investigación.

Nivel Factor	Cuenca Sedimentaria	Sistema Petrolero	Play	Prospecto
Investigación	Rocas sedimentarias	Petróleo	Trampas	Trampa
Economía	Ninguna	Ninguna	Esencial	Esencial
Tiempo geológico	Tiempo de deposición	Momento crítico	Presente	Presente
Existencia	Absoluta	Absoluta	Condicional	Condicional
Costos	Muy bajos	Bajos	Altos	Altos
Análisis	Cuenca	Sistema	Play	Prospecto
Modelaje	Cuenca	Sistema	Play	Prospecto

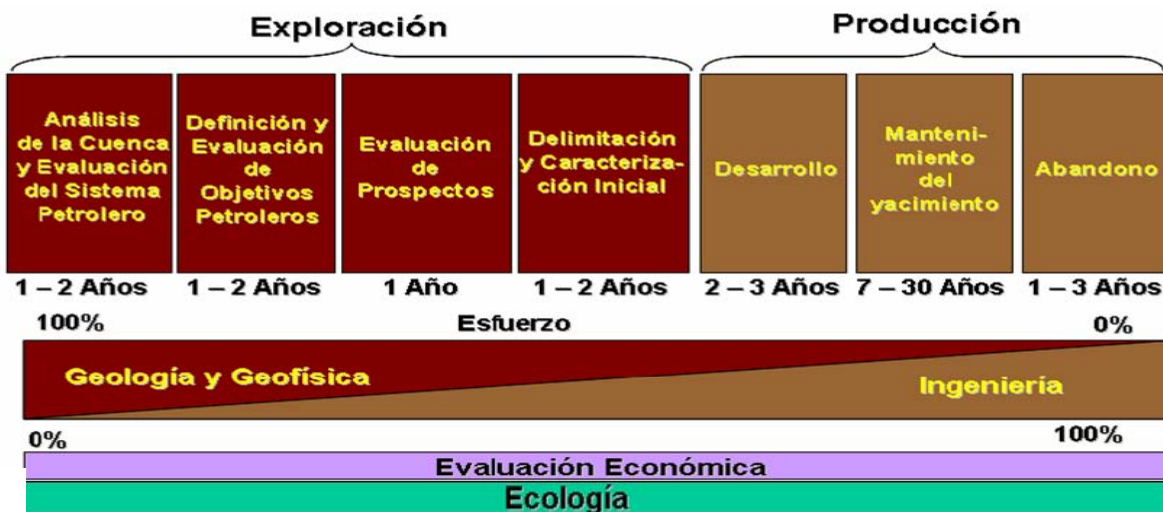


Figura IV.1.2 Esquema que muestra el proceso de exploración – producción (tomada de González y Cruz, 1999).



Figura IV.1.3 Esquema del proceso central de la producción petrolera. (Tomada de González et al, 1999 y adaptada por García N., 2009)

IV. 2 Materiales y métodos empleados en el presente trabajo investigativo.

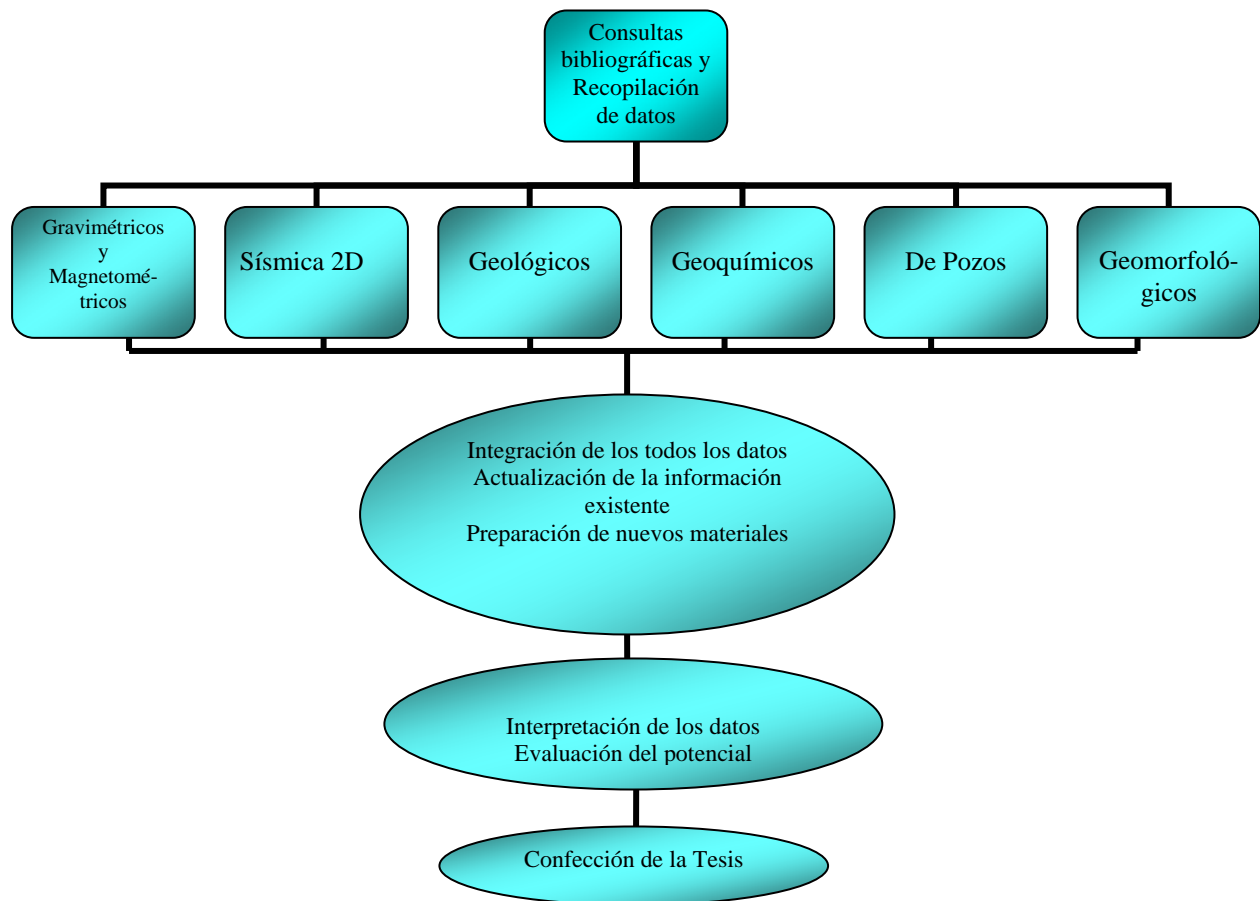


Figura IV.2.1 Organigrama de ejecución de los trabajos. (Confeccionado por la autora, 2009)

Capítulo V. Desarrollo del Proceso Exploratorio.

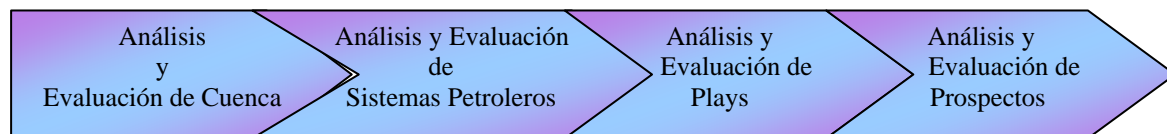


Figura V.1 Esquema de las fases fundamentales del Proceso Exploratorio. (Ajustada por García N., 2009)

V.1.1 Cuenca asociada al margen continental pasivo.

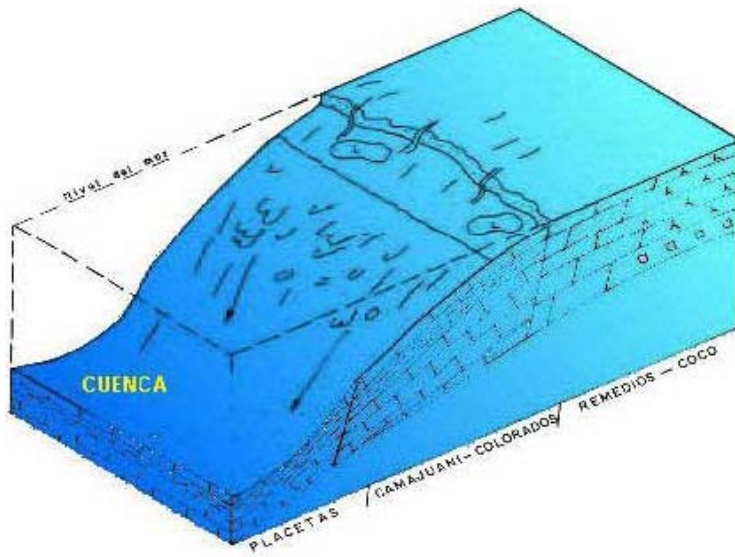


Figura V.1.1.1 Bloque diagrama de la evolución paleogeográfica de los depósitos del margen continental en el Jurásico Superior (tomado de Valladares et al, 1997)

V.1.2 Cuenca asociada al sistema de cuencas de antepaís.

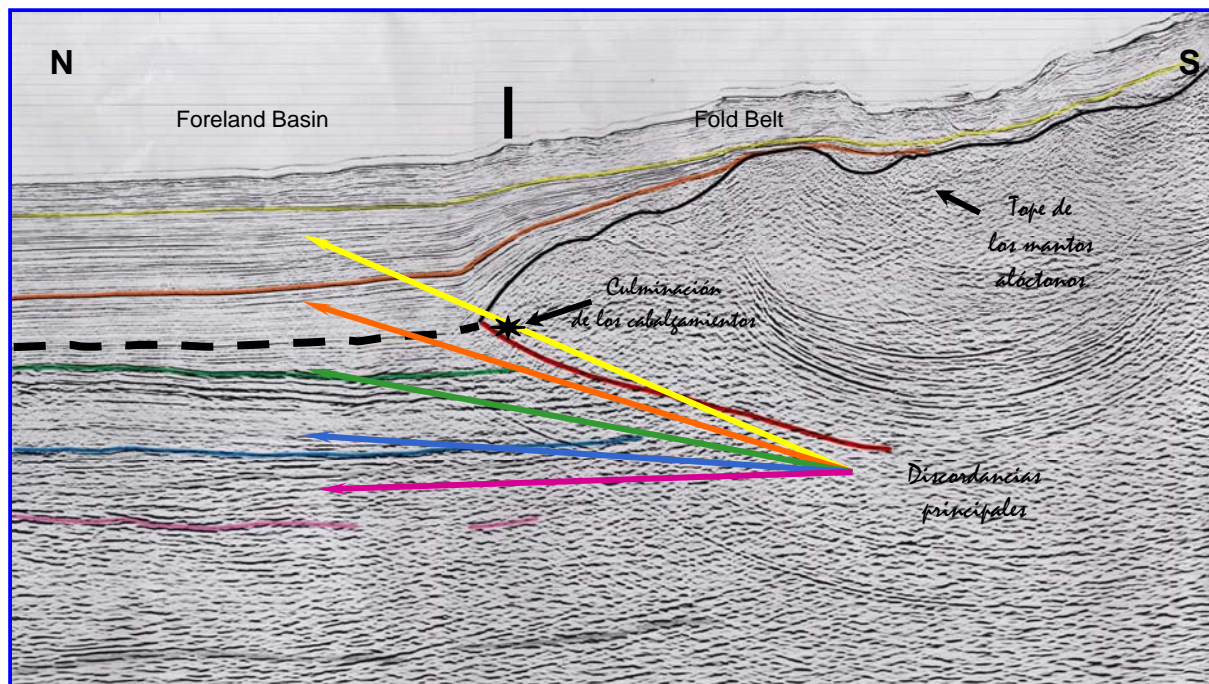


Figura V.1.2.1 Corte sísmico del golfo de México (ZEE), donde se presenta las diferentes partes de un sistema de cuenca de antepaís (tomada de Domínguez R.B. et al, 2001)

V. 2 Sistemas Petroleros. Aspectos fundamentales.

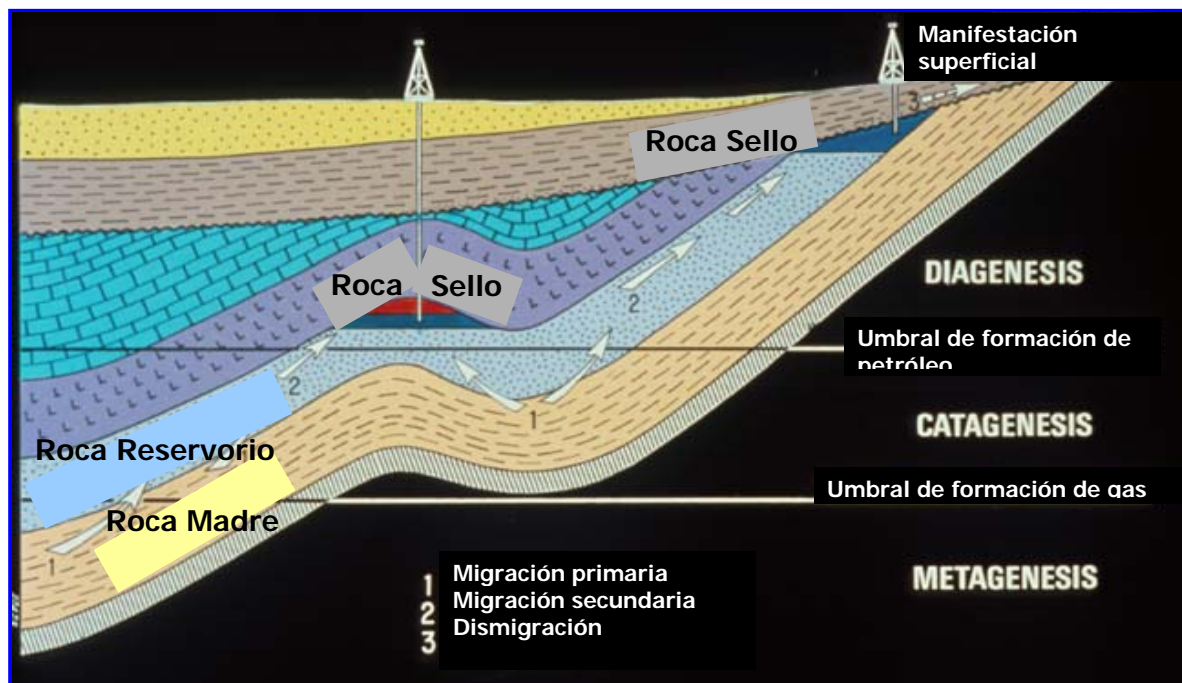


Figura V.2.1 Esquema que muestra los procesos de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos (Tomado de Álvarez 2008).

V. 2. 1 Clasificación genética de los petróleos.

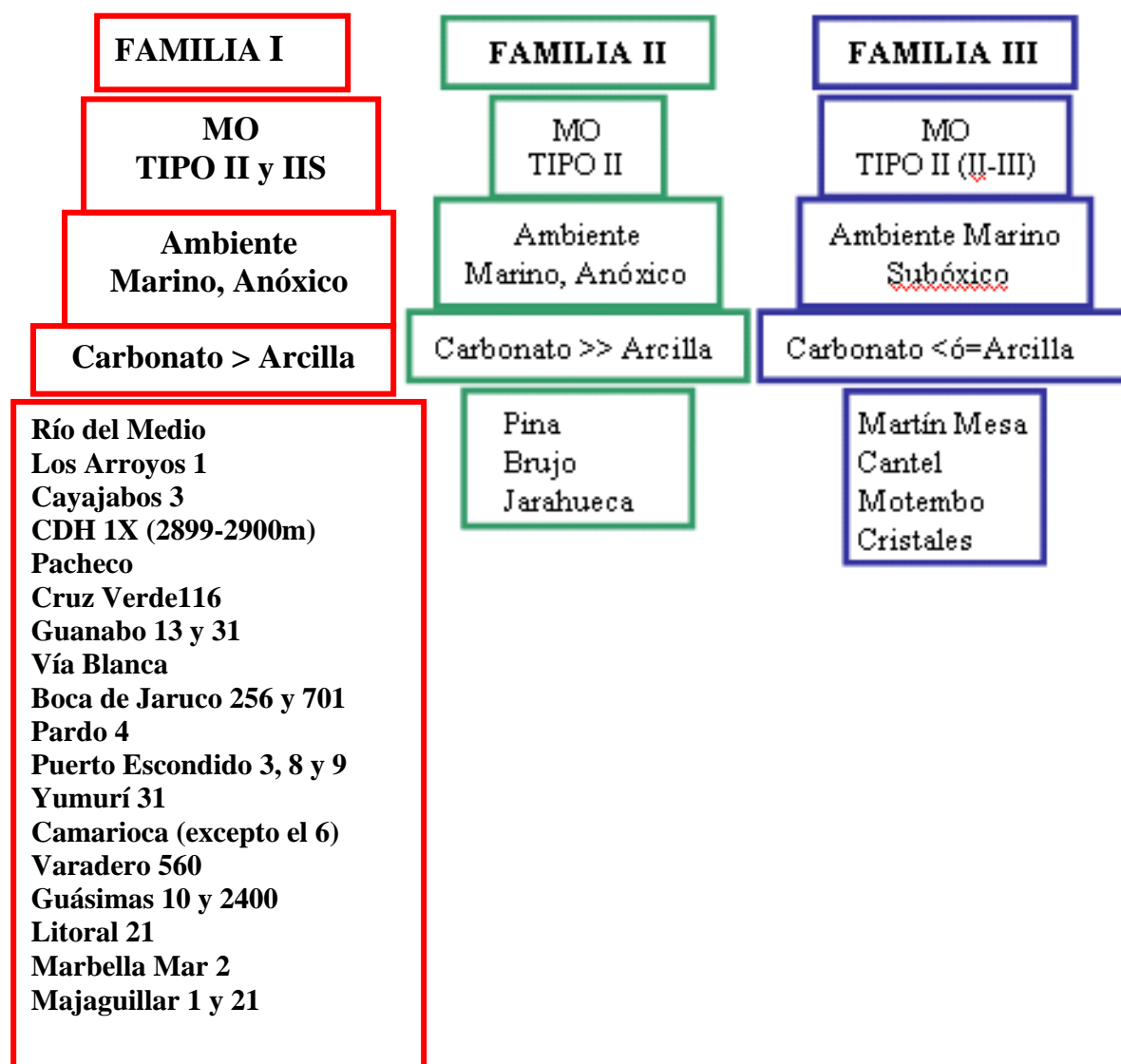


Figura V.2.1.1 Esquema que muestra las familias de petróleo de Cuba Occidental (Tomada de Delgado, 2003)

V. 2. 2 Elementos esenciales del sistema petrolero.

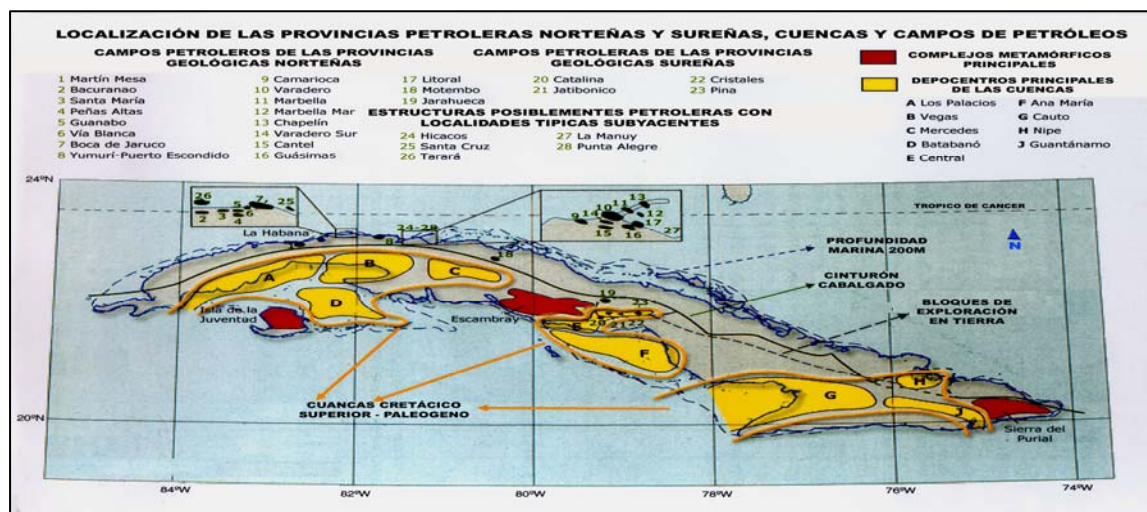


Figura V.2.2.1 Provincias petroleras norteñas y sureñas, cuencas y campos petroleros constituidos por un 80% aproximadamente de rocas carbonatadas. (Según: Echevarría, G., 1991)

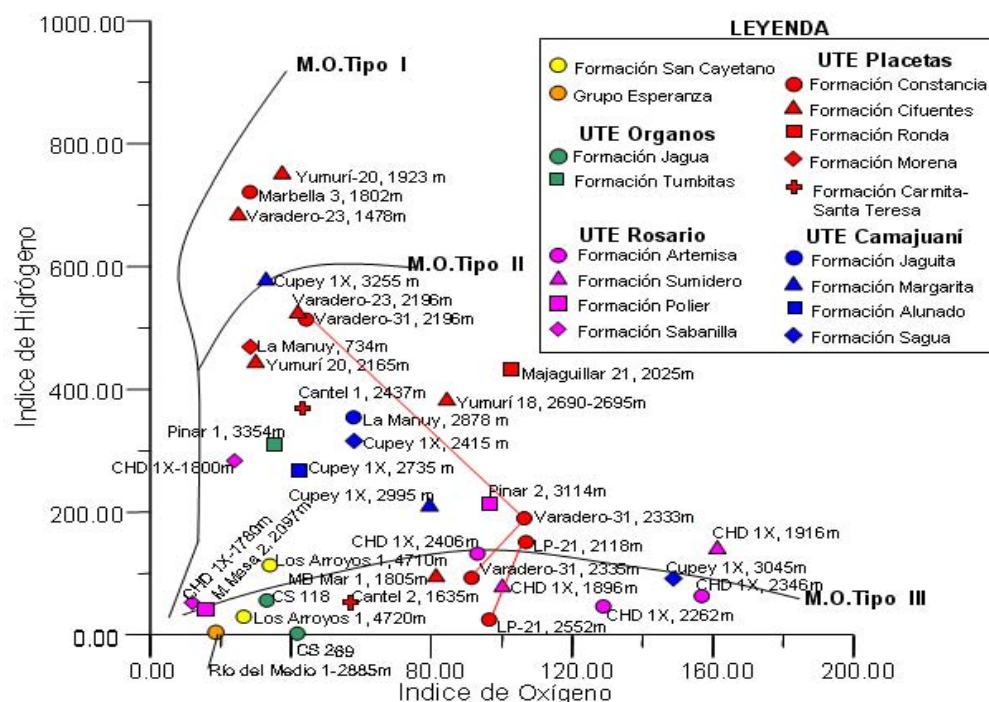


Figura V.2.2.2 Diagrama Van Krevelen, donde se muestra los diferentes tipos de kerógenos presentes en las rocas madres de Cuba.

V.3 Ubicación de los sistemas petroleros en el área de estudio.

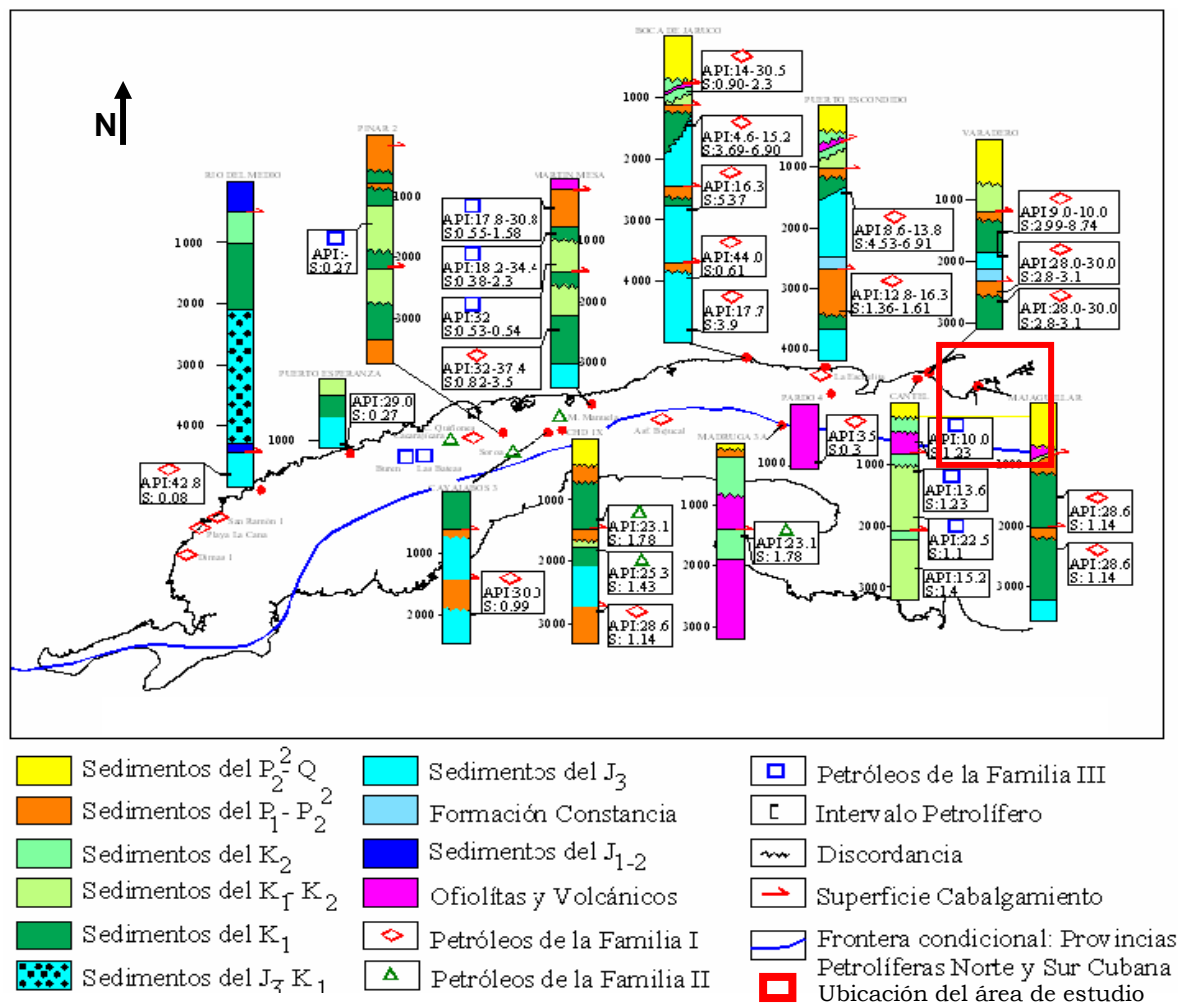


Figura V.3.1 Mapa de los diferentes sistemas petroleros con las columnas de pozos índices de las diferentes Familias de crudos pesados de Cuba Occidental (Tomado de Delgado, 2003 y modificado por García N, 2009)

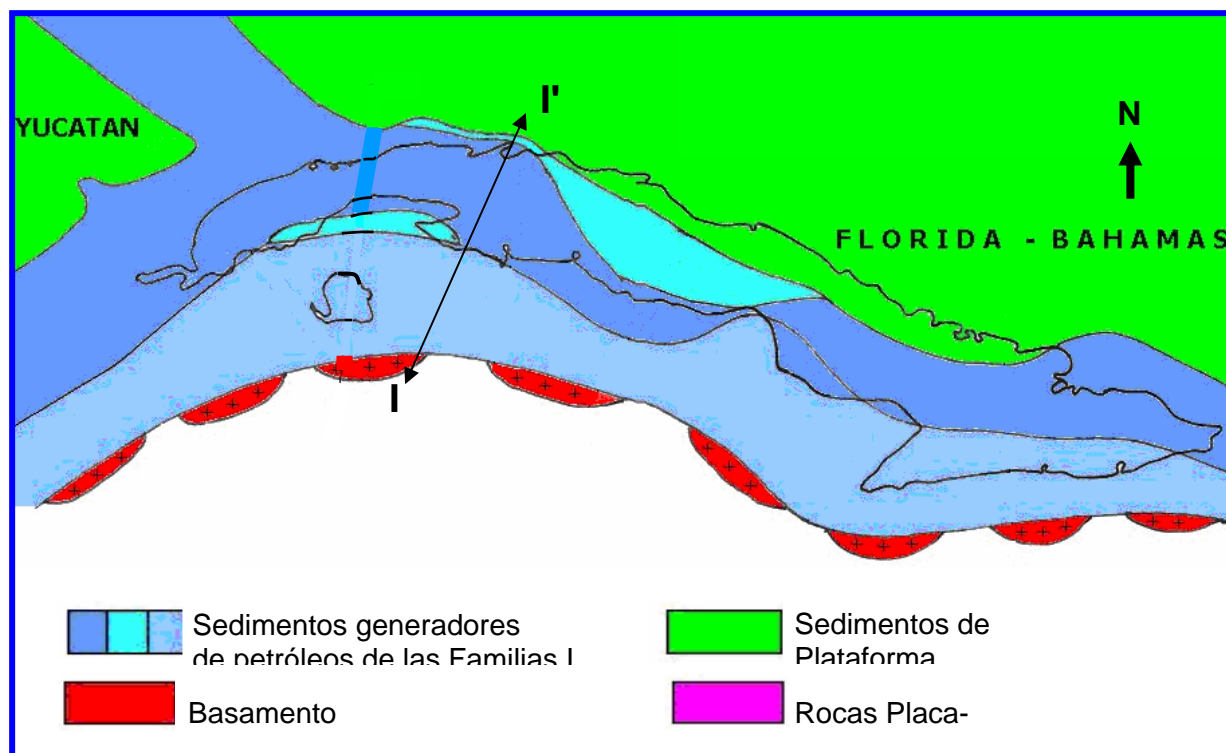


Figura V.3.2 Mapa de distribución precabalgamiento de las diferentes unidades generadoras de los petróleos cubanos determinados en Cuba (López et al, 2007): la línea I – I' representa la posición del modelo geológico – geoquímico.

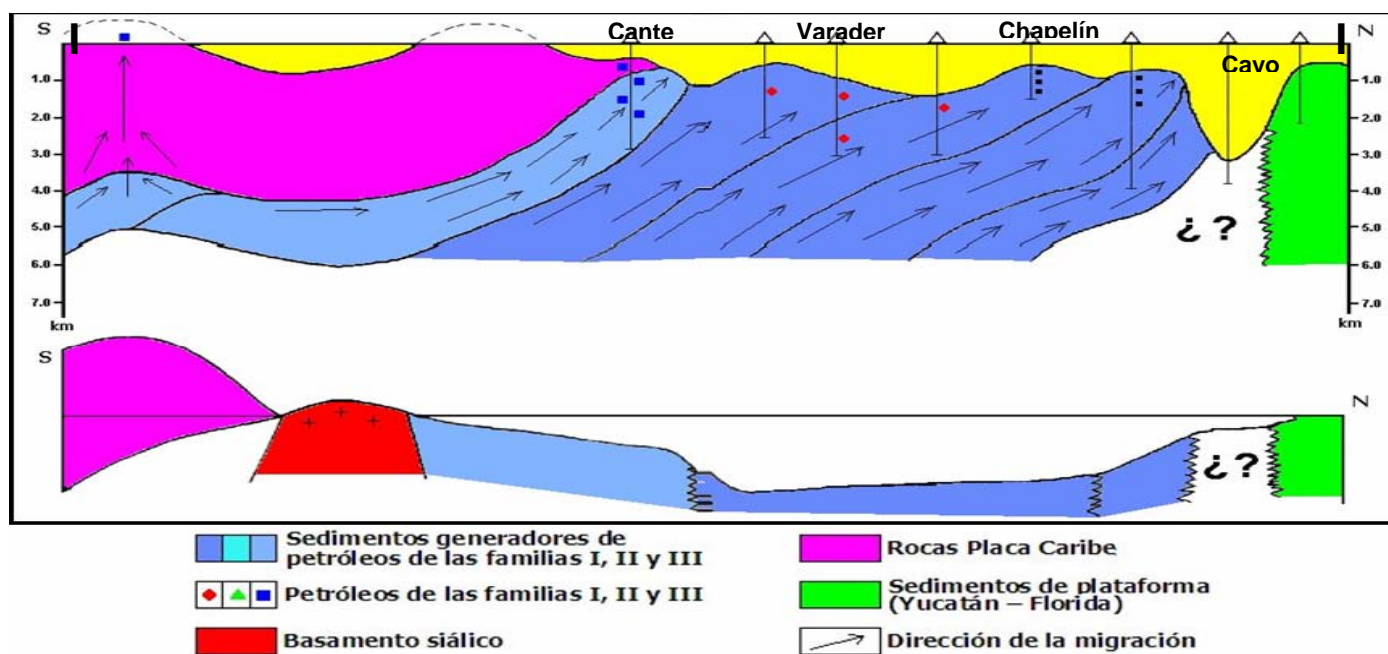


Figura V.3.3 Modelo geológico – geoquímico Cantel – Varadero – Chapulín – Cayo Blanco (López et al, 2007)

Capítulo VI. Caracterización de los plays y prospectos y análisis del potencial petrolero en el sector de estudio.

VI.1 Análisis de los posibles tipos de trampas presentes en el área de estudio.

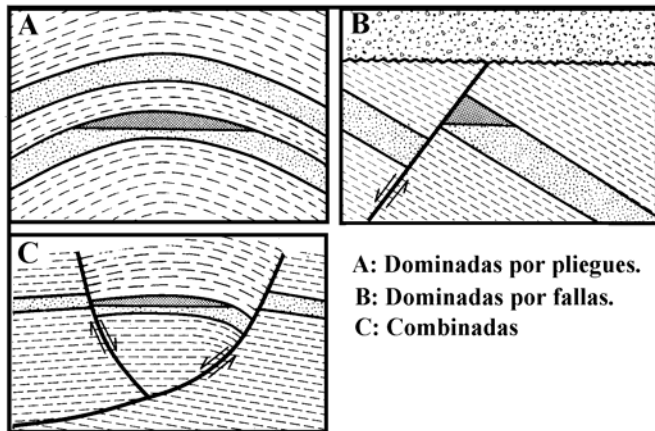


Figura VI.1.1 Ejemplos de trampas estructurales: A –dominadas por pliegues, B –dominadas por fallas, y C – combinadas.

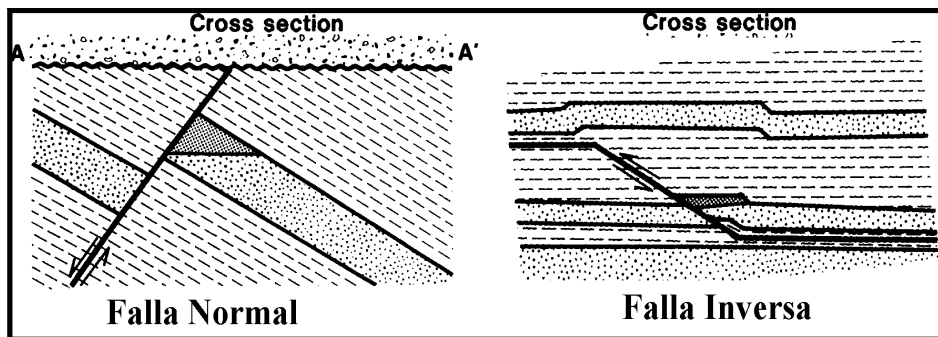


Figura VI.1.2 Ejemplo de trampa estructural dominada por fallas.

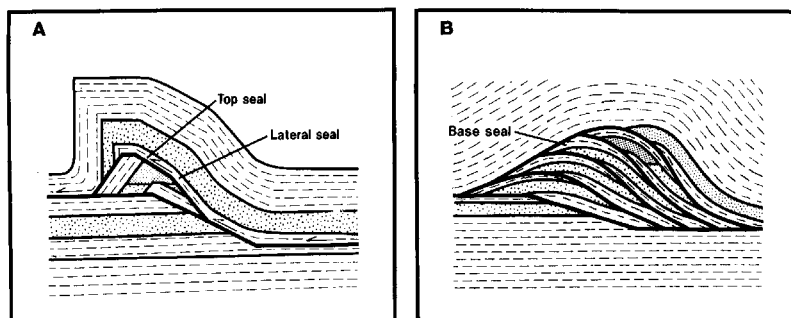


Figura VI.1.3 Ejemplo de trampas estructurales combinadas.

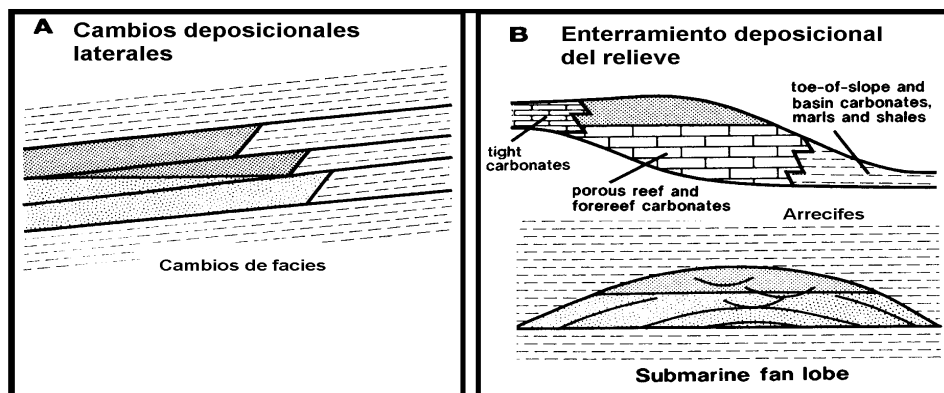


Figura VI.1.4 Ejemplo de trampas estratigráficas primarias.

VI. 2 Análisis del potencial petrolífero en el área de estudio.

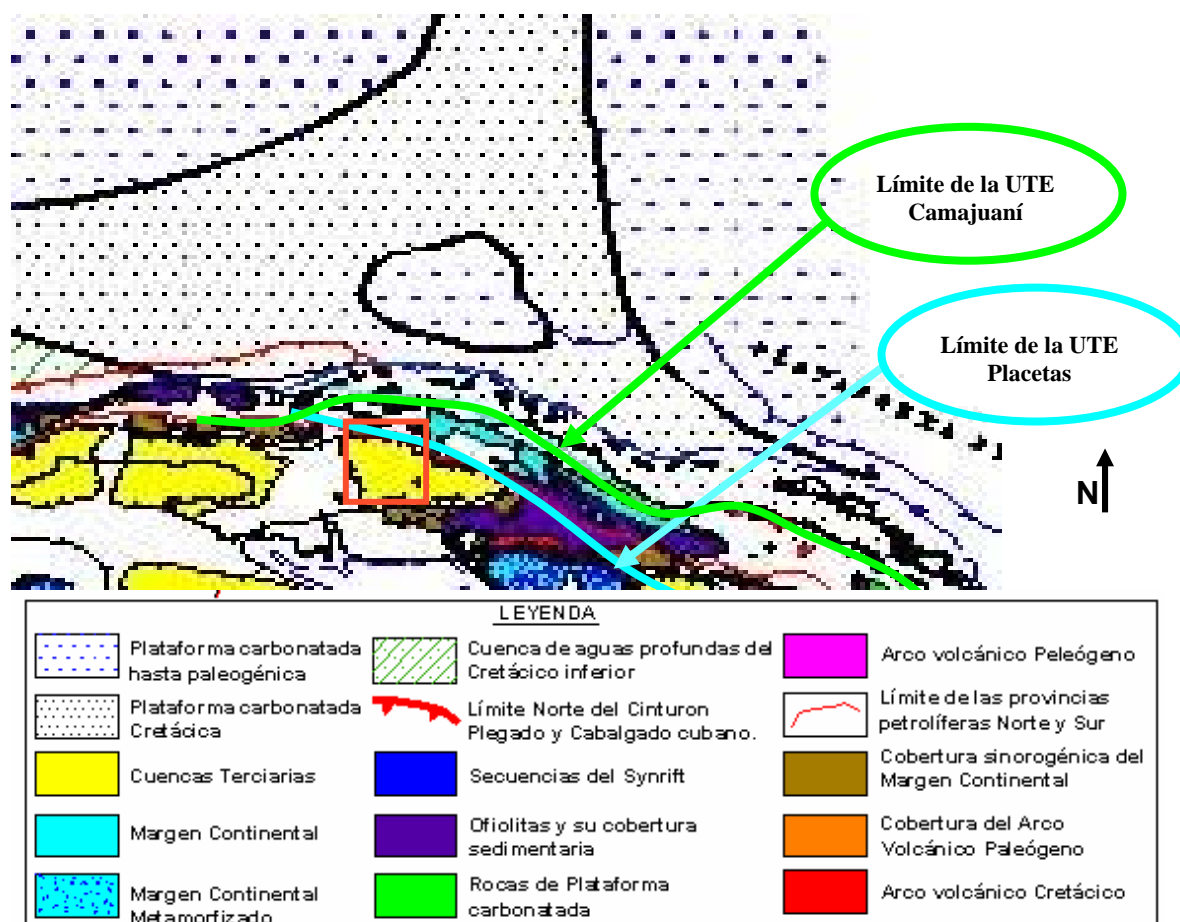


Figura VI.2.1 Compilación del esquema tectónico de Cuba Central (López et al., 2001) con los principales límites de la cuenca y unidades de plataforma al norte (modificado del informe del proyecto de perforación de aguas profundas –DSDP).

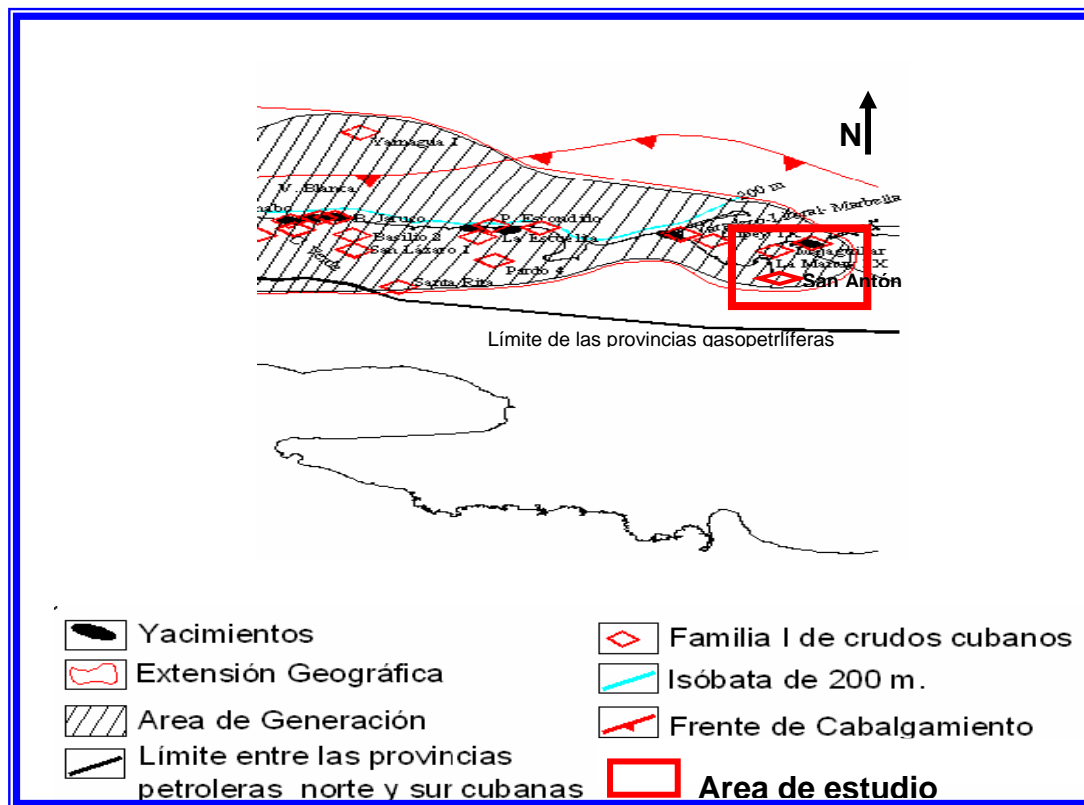


Figura VI.2.2 Extensión geográfica de los sistemas petroleros de la Familia I de crudos cubanos presentes en el área de estudio. (Tomado de Delgado et al, 2003)

VI.2.1 Análisis de los modelos de plays encontrados en los sectores Varadero - Cantel y Guasimas –Varadero Sur –Camarioca Norte.

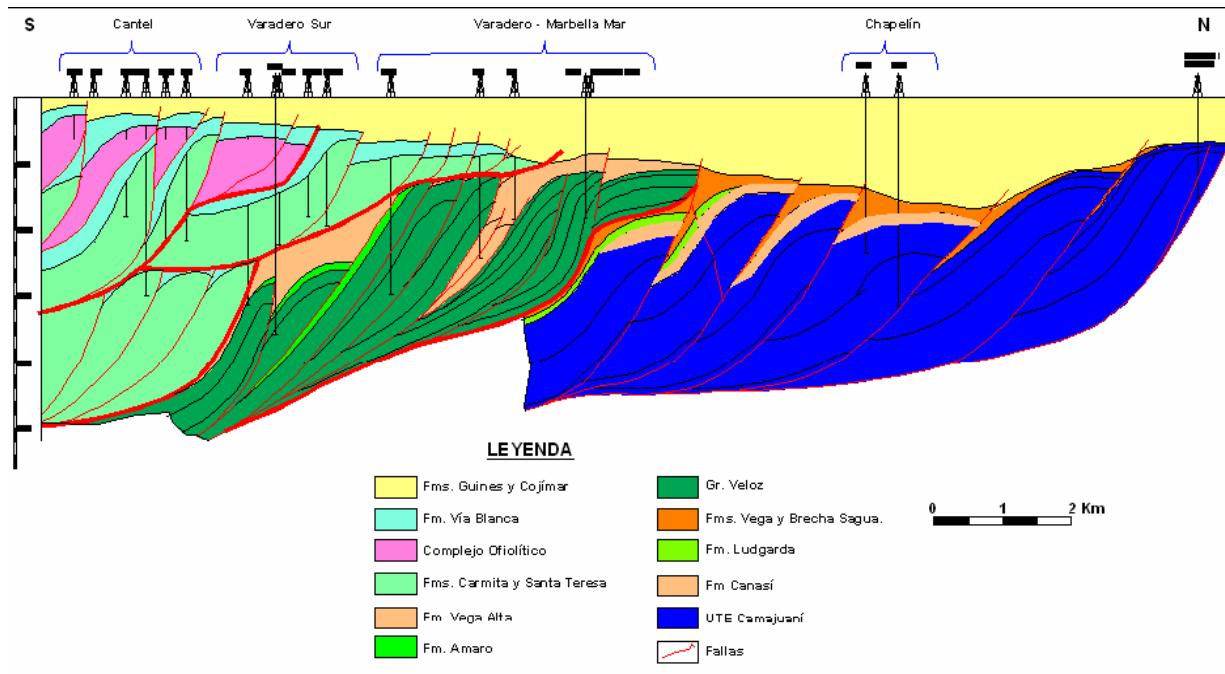
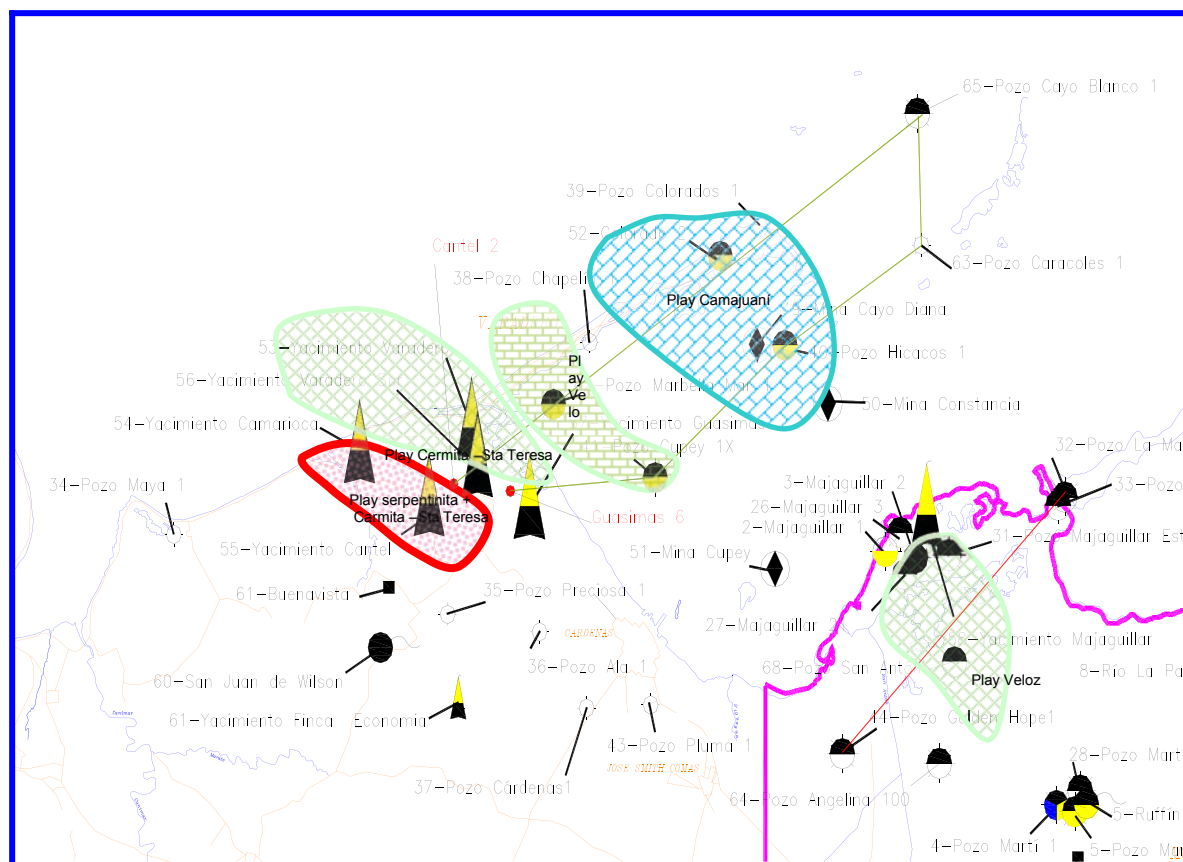


Figura VI.2.1.1 Modelo geológico del sector Varadero – Cantel – Marbella – Chapelín (Modificado de Sosa et al, 2006).



SIMBOLOGIA DE POZOS Y MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS

<p>Yacimiento gasopetrolífero</p> <p>53-Yacimiento Varadero 54-Yacimiento Camaroca 55-Yacimiento Cantel 56-Yacimiento Varadero Sur 57-Yacimiento Guasimas 58-Yacimiento Majaguillar</p> <p>Yacimiento histórico</p> <p>61-Yacimiento Finca Economía</p> <p>Mina de asfaltita inactiva</p> <p>7-Yacimiento El Perón 29-Yacimiento Angelina 49-Mina Cayo Diana 50-Mina Constancia 51-Mina Cupey</p> <p>Yacimiento de nafta</p> <p>17-Yacimiento Motembo</p>	<p>pozo con manifestación de petróleo</p> <p>12-Pozo Puentes 1 16-Pozo Guardia 1 18-Motembo 1X 19-Motembo 2X 24-Cárdenas 1 41-Cupey 1X 42-Marbella Mar 1 52-Colonada No.2 63-Pozo Itabo</p> <p>pozo con manifestación de petróleo y gas</p> <p>12-Pozo Puentes 1 16-Pozo Guardia 1 18-Motembo 1X 19-Motembo 2X 24-Cárdenas 1 41-Cupey 1X 42-Marbella Mar 1 52-Colonada No.2 63-Pozo Itabo</p>	<p>Yacimiento de agua sulfurosa</p> <p>1-Baños Elquea 47-San Miguel de Los Baños</p> <p>Manifestaciones de petróleo</p> <p>22-Horizonte 23-Rurta Felipe 48-La Unión 60-San Juan de Wilson</p> <p>Manifestaciones de petróleo y gas</p> <p>9-Ruffin, Pozo Marti 2</p> <p>Manifestaciones de roca asfáltica</p> <p>8-Rio La Palma</p> <p>Manifestaciones de agua sulfurosa</p> <p>10-Monambales Menéndez</p> <p>pozo productor de petróleo</p> <p>3-Majaguillar 2</p> <p>pozo con manifestación de gas</p> <p>2-Majaguillar 1</p>	<p>Pozo con manifestación de petróleo y agua sulfurosa</p> <p>4-Marti 1</p> <p>Pozo geológico con manifestación de petróleo</p> <p>21-PG-7</p> <p>Pozo geológico con manifestación de petróleo y agua sulfurosa</p> <p>46-Pozo PH-16</p> <p>Pozo geológico con manifestación de asfaltita</p> <p>14-M-5 14-M-5</p> <p>Pozo geológico con manifestación de agua sulfurosa</p> <p>14-M-5</p> <p>Pozo crioilo con manifestación de petróleo</p> <p>6-San Felipe 61-Buenavista pozo crioilo 25-La Agüita</p> <p>Pozo seco</p> <p>34-Maya 1 35-Preciosa 1 36-Ala 1 37-Cárdenas 1</p> <p>38-Chapelin 1 39-Colonados 1 40-Hicacos 1 43-Pluma 1 63-Pozo Caracoles 1</p>
---	---	--	--

Figura VI.2.1.2 Mapa de yacimientos y manifestaciones superficiales de los sectores Varadero – Cantel –Guasitas y Majaguillar (Digitalizado y arreglado por la autora, 2009)

VI. 2. 2 Análisis y evaluación del potencial petrolero del área desde el punto de vista de los plays y prospectos.

Esquema tectónico de la región Habana - Matanzas

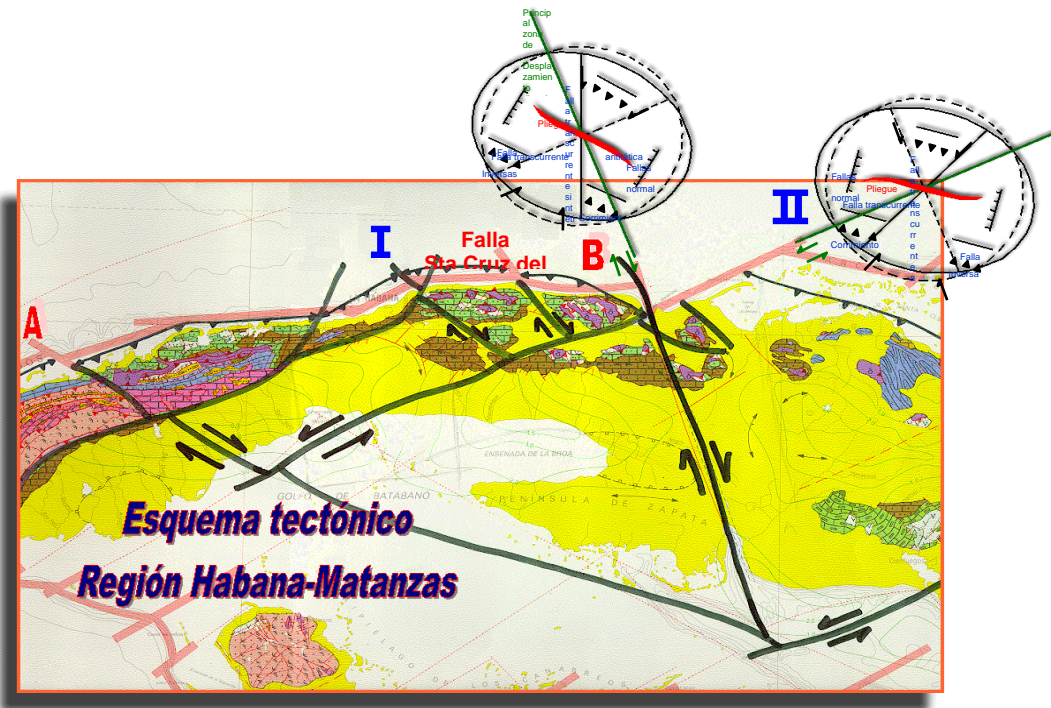


Figura VI. 2. 2. 1 Esquema tectónico Habana – Matanzas, que muestra los elipsoides de esfuerzos de las principales zonas de desplazamiento Hicacos y Cochinos (Tomado de Álvarez et al, 1998).

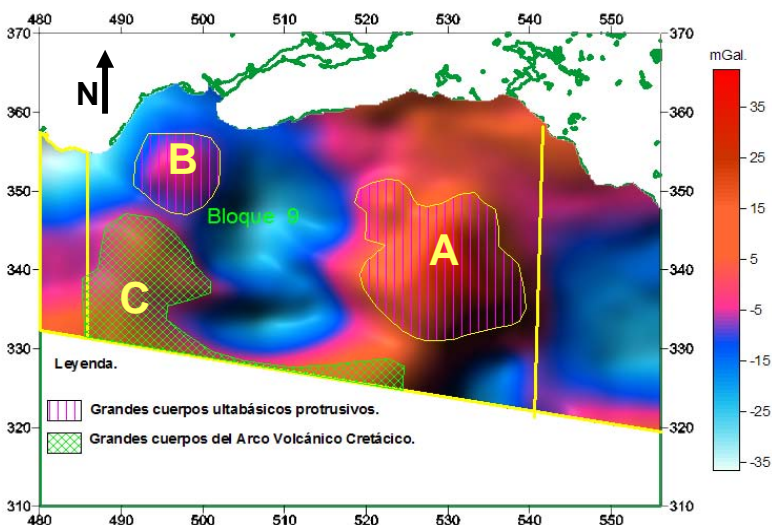


Figura VI. 2. 2. 2 Mapa gravimétrico del bloque 9 que muestra los máximos gravimétricos A, B y C, (Tomado de Prol et al, 2009)

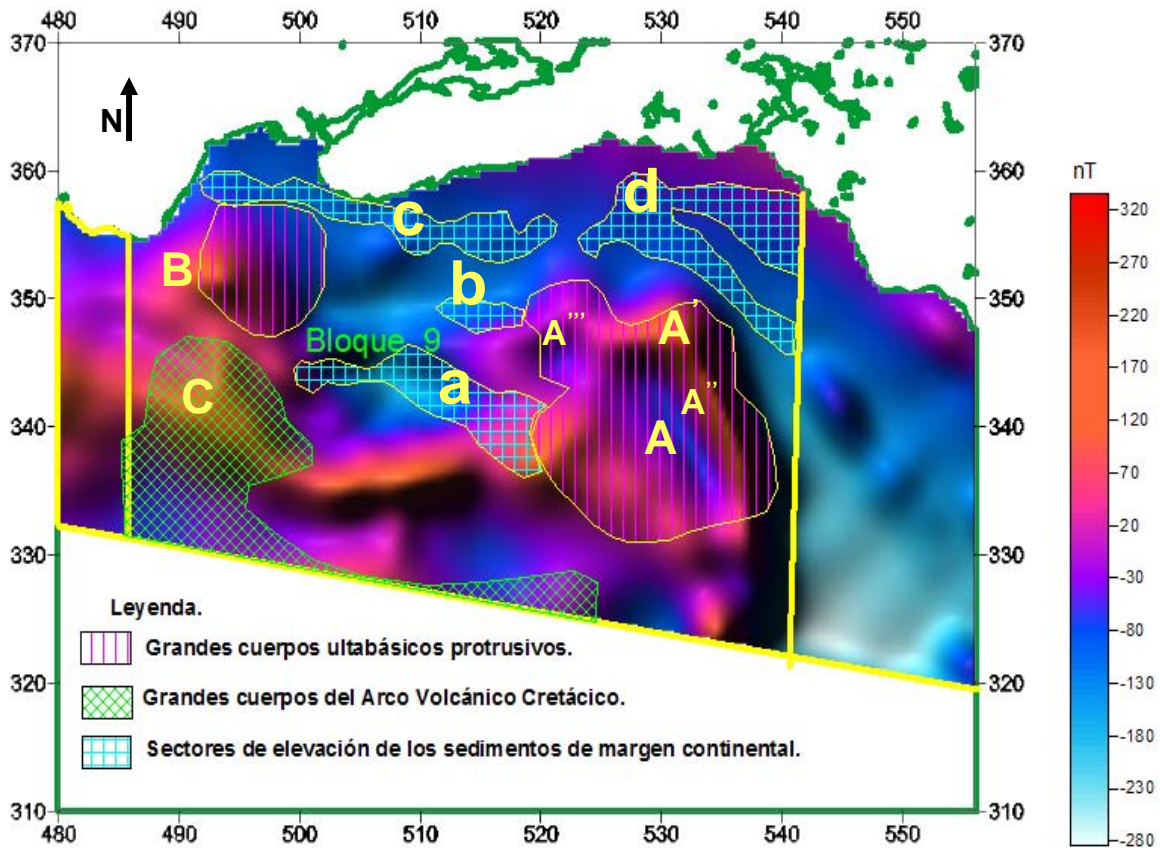


Figura VI.2.2.3 Mapa del campo magnético ΔT para el sector de estudio. Muestra la coincidencia del campo gravitatorio con el magnético en cuanto a los máximos A de Motembo y B de Majaguillar, así como los mínimos magnéticos a, b, c y d. (Prol et al, 2009)

Tabla 5 Parámetros de Adquisición de la campaña sísmica 2D de los años 2003-2004.

Parámetros	2003	2004
Cantidad de Vibradores	4+1	4+1
Intervalo entre punto de explosión.	25m.	25m.
Tipo de barrido	Lineal	Lineal
Duración del barrido	12 ms.	12 ms.
Intervalo de muestreo	2ms.	2ms.
Frecuencia de barrido	8 – 60 Hz	9 – 60Hz
Cantidad de canales	320 canales	320 canales
Distancia entre CDP	12,5m.	12,5m
Distancia entre puntos de tiro	25m.	25m.
Cobertura	160	160
Disposición de los geófonos	Lineal en línea	Lineal en línea
Tipo de receptores	SM-4(10 Hz)	SM-4(10 Hz)
Número de receptores	2x12	2x12
Distancia entre grupos	25 m.	25 m.
Disposición	Lineal	Lineal
Equipo de registro	SERCEL SN 388	SERCEL SN 388
Intervalo de registro	5 seg.	5 seg.
Intervalo de muestreo	2 ms	2 ms.
Filtro	0 -250 Hz (0,8 Nyquist)	0 -250 Hz (0,8 Nyquist)
Tipo de fuente explosiva	ULAEX CPS –L1	ULAEX CPS –L1
Cantidad de hoyos por punto de explosión	3	3
Profundidad	3 m.	3 m.
Número de barrido	1	1
Distancia entre hoyos	8,33 m.	8,33 m.

MAPA DE UBICACION DE LAS LINEAS SISMICAS.

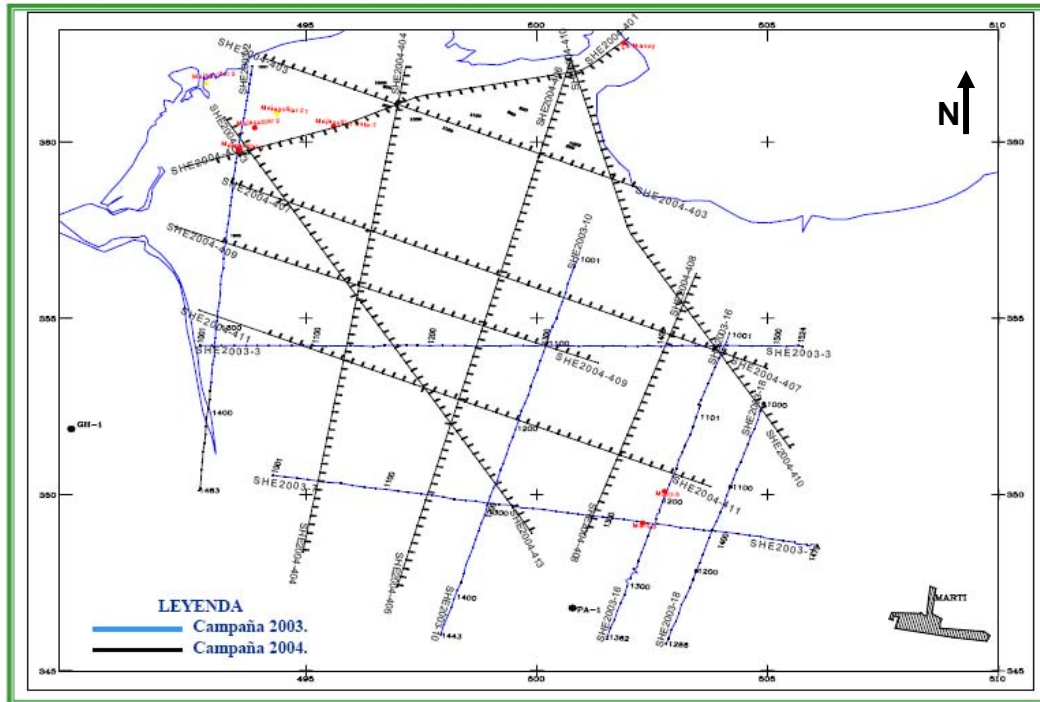


Figura VI. 2. 2. 4 Mapa de ubicación de líneas sísmicas con las diferentes campañas: en color azul la campaña del 2003 y en color negro la campaña del 2004.

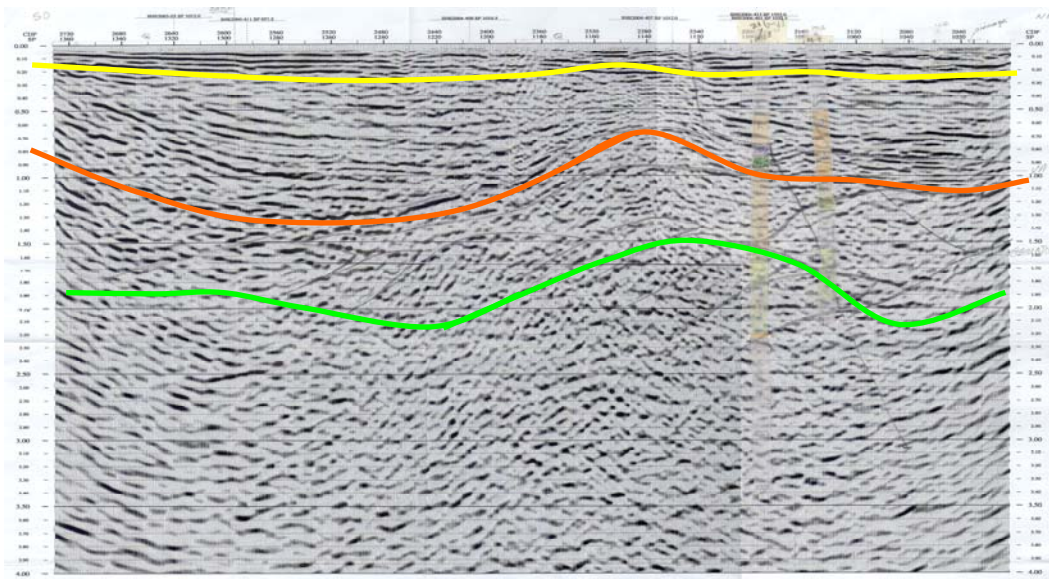


Figura VI. 2. 2. 5 línea she2003-02 correlacionada por tres horizontes sísmicos.

Tabla 6 Características de las estructuras reveladas.

Estructura	Tope - Base	Espesor, m.	Líneas
A	1100 -1300m.	200m	SHE2003-02, SHE2004-404, 407,413
A'	1200 -1300m.	100m.	SHE2004-406 (insegura)
B	900 – 1200m.	300m.	SHE2004-406 (insegura)
B'	1100 – 1200m.	100m.	SHE2004-401, 404 (cierre contra falla)
C	700 -900m.	200m.	SHE2004-406, 403 (cierre contra falla)
D	1000 -1100m.	100m	SHE2004-401, 403, 404 (cierre contra falla)

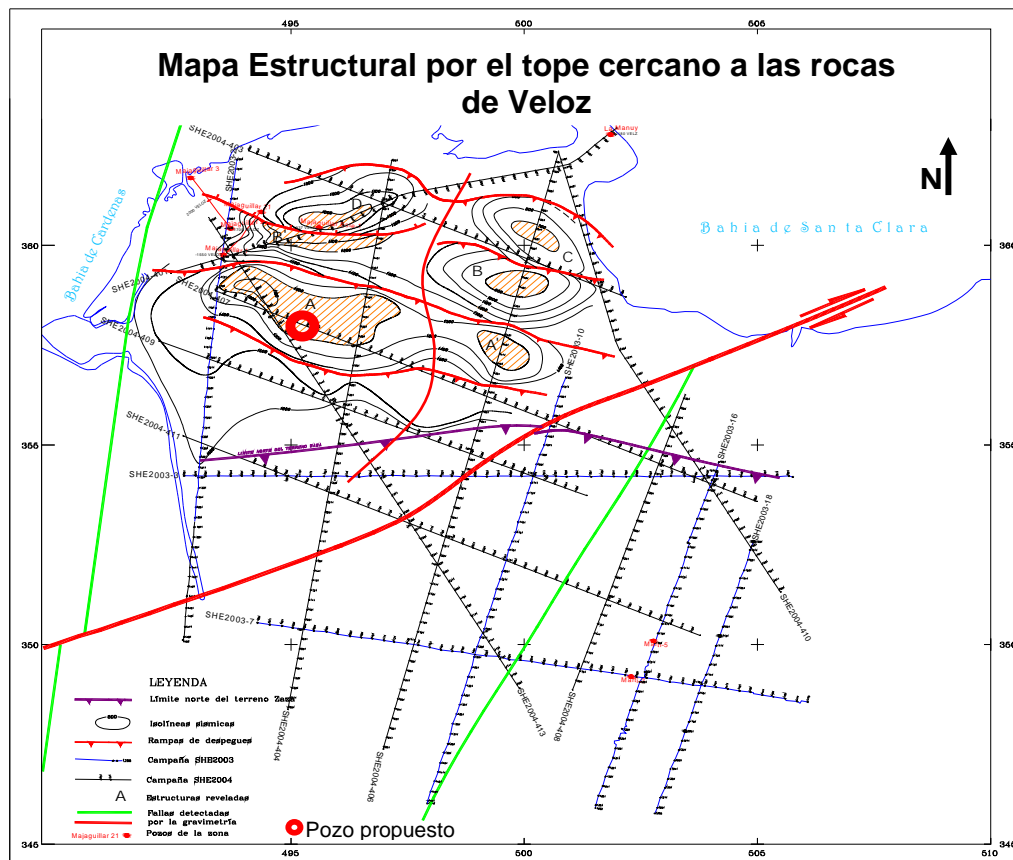


Figura VI. 2. 2. 6 Mapa estructural por un horizonte cercano de las rocas del grupo Veloz. (Tomado de Socorro et al, 2006, donde la autora es coautora principal)

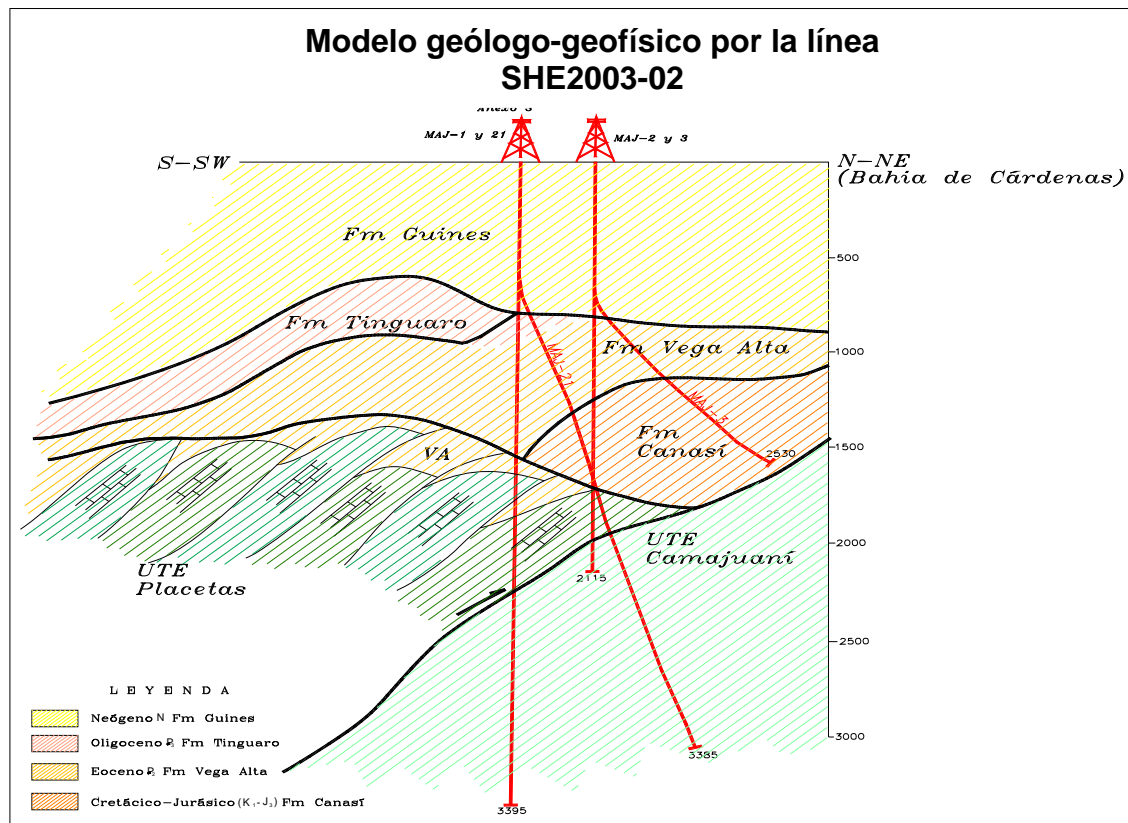


Figura VI. 2 .2. 7 Esquema del modelo geólogo-geofísico del área tomado por la línea SHE2003-02. (Colectivo de autores, donde la autora es coautora principal)

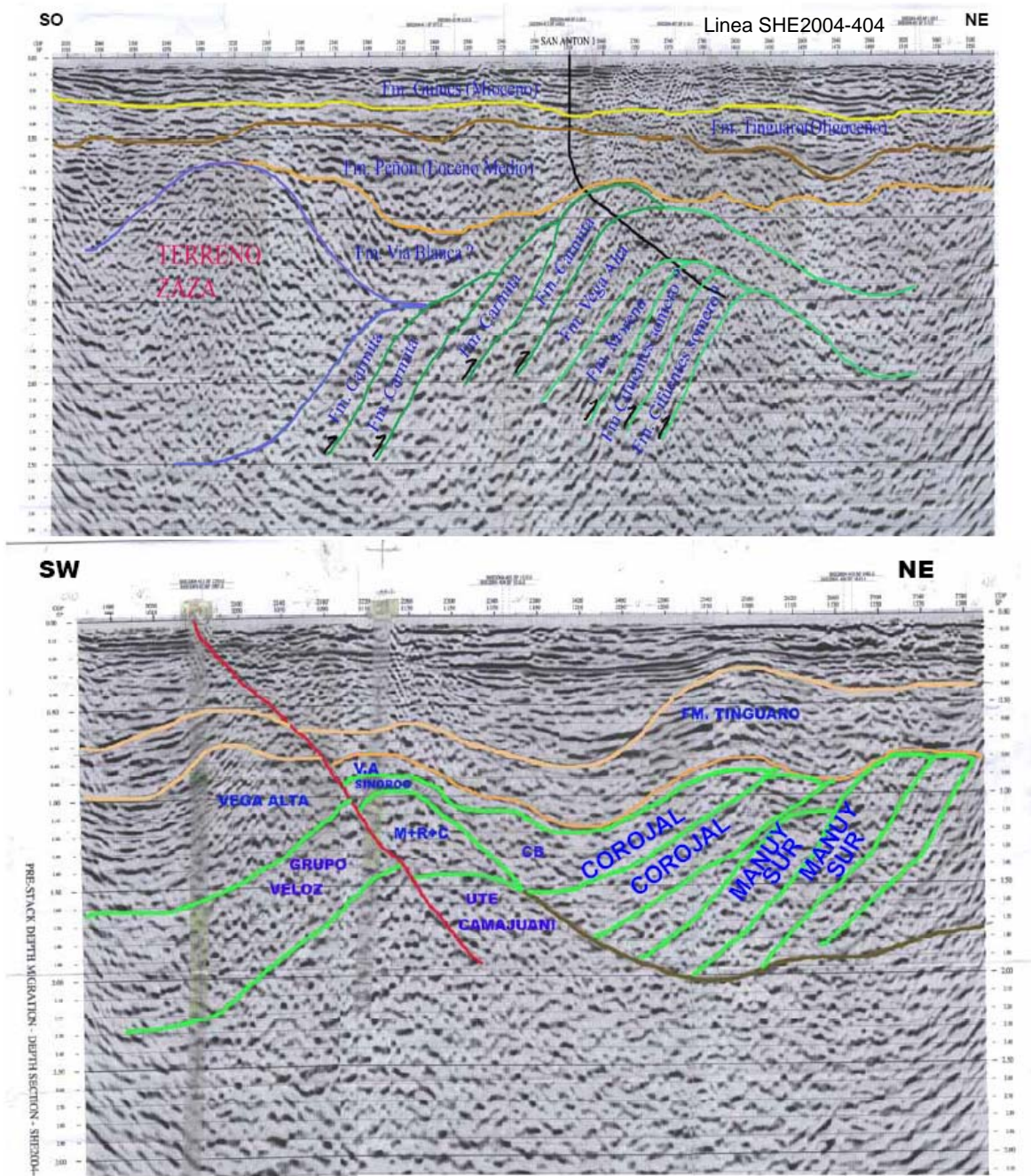


Figura VI. 2. 2. 8 Líneas correlacionas pertenecientes al área de investigación. (Tomado de Socorro et al, 2006)

VI.2.3 Evaluación económica y análisis de riesgo del prospecto “A” para la perforación.

ANALISIS DE DECISION Y RIESGO

Play: Majaguillar-3XX

Atributos	Prob. Cond. Neta	Componentes	Prob. Cond.
Roca Madre	0.624	Volumen	0.7
		Riqueza	0.63
		Calidad	0.63
		Maduración	0.53
		Expulsión	0.53
Reservorio	0.662	Espesor	0.6
		Calidad	0.7
Trampa y Sello	0.700	Volumen del cierre	0.7
		Espesor del Sello	0.7
		Calidad del Sello	0.7
		Tipo Trampa	0.7
Timing	0.662	Migración	0.6
		Breaching	0.7
		Preservación	0.6
		Estructura de Entram	0.7
Probabilidad	0.192		
Razón de éxito	0.650		
Probabilidad media	0.125		

Probabilidades Condicionales
Factores geológicos del Play y Prospecto

Nomenclatura	Probabilidad
Seguro	1.0
Excelente	< 1.0 - 0.79
Muy Bueno	< 0.79 - 0.63
Bueno	< 0.63 - 0.5
Posible	< 0.5 - 0.32
Pobre	< 0.32 - 0.25
Muy Pobre	< 0.25 - 0.05
Descartado	< 0.05

Prospecto :Majaguillar-3XX

Prospecto :Majaguillar-3XX

Atributos	Prob. Cond. Neta	Componentes	Prob. Cond.
Trampa	0.67	Tipo	0.7
		Tamaño	0.7
		Cierre Estructural	0.6
		Timing	0.6
		Distancia de la Roca Madre	0.7
Reservorio	0.63	Porosidad	0.63
		Permeabilidad	0.63
		Espesor neto	0.63
		Profundidad	0.63
		Preservación y calidad del Petróleo	0.63
Sello	0.50	Integridad	0.5
		Espesor neto	0.5
		Calidad	0.5
Verac.por Geofísica	0.7000		
Factor Condicional	0.1480		
Riesgo Final	13.70	%	

Tabla de Evaluación

Riesgo Final [%]	
< 9.0	ALTO
(9.0 - 16.0]	MEDIO
> 16.0	BAJO

Recompensa	Caudal Inicial
Reservas Extraíbles [m3]	Toneladas/día
>=240000	ALTA
(200000 - 240000]	ALTA a MEDIA
(160000 - 200000]	MEDIA a ALTA
(110000 - 160000]	MEDIA
(70000 - 110000]	MEDIA a BAJA
(50000 - 70000]	BAJA a MEDIA
<50000	BAJA

Nota: Se toma un radio de drenaje de 200 m. por pozo

Cantidad de pozos= 8

PARAMETROS PARA CALCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS SUPUESTAS				
Parámetros	Mínimo	Medio	Máximo	UM
Area Efectiva del objetivo	984375	1968750	3937500	m2
Espesor Efectivo	100	150	200	m
Porosidad Efectiva	0.11	0.13	0.15	fracc
Saturación de Petróleo	0.7	0.75	0.8	fracc
Coefficiente Recálculo	0.91	0.91	0.91	fracc
Coefficiente Entrega	0.07	0.08	0.1	fracc
Reservas Supuestas	0.477	2.096	8.609	MMm3
Probabilidades	0.15	0.70	0.15	fracc.

Tipo de Reservas	Reservas [MM m3]		Prob.	M. Clase [MM m3]	Valor \$MM
	Desde	Hasta			
Reserva Min. Probable (RMinP)	0.871	1.51	0.150	1.291	110.452
Reservas mas Probable (RMasP)	1.51	3.21	0.700	2.361	201.957
Reserva Max. Probable (RMaxP)	3.21	5.234	0.150	4.121	352.574
Total			1.000		

Resultado final
Este objetivo tiene un riesgo MEDIO con un recompensa ALTA.

Pozo: ONSHORE de tipo Vertical.

OBSERVACIONES:

Figura VI. 2. 3. 1 Esquema del análisis de riesgo- recompensa del prospecto “A”, que muestra los diferentes niveles, componentes y atributos tanto geológicos como geofísicos que se analizan para obtener el análisis de riesgo – recompensa de un determinado prospecto.